



**Уральский
федеральный
университет**

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

**Уральский
энергетический
институт**

А. В. СКОРОХОВ

В. Л. БЛИНОВ

О. В. КОМАРОВ

ИСПЫТАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

А. В. Скороходов, В. Л. Блинов, О. В. Комаров

ИСПЫТАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.04.03 — Энергетическое машиностроение

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2020

УДК 621.438(075.8)

ББК 31.363я73

С44

Рецензенты:

проф., д-р техн. наук *С. М. Шанчуров* (завкафедрой энергетики Уральского государственного лесотехнического университета);

канд. техн. наук *Т. Л. Шibaев* (главный конструктор АО «Уральский турбинный завод»)

Научный редактор проф., канд. техн. наук *Б. С. Ревзин*

Скороходов, А. В.

С44 Испытания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного оборудования : учебное пособие / А. В. Скороходов, В. Л. Блинов, О. В. Комаров ; Мин-во науки и высш. образования РФ. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2020. — 132 с.

ISBN 978-5-7996-3151-2

В издании описаны испытания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного оборудования, эксплуатируемого на компрессорных станциях отечественной газотранспортной системы. Представлена информация о парке измерительного оборудования, изложены методики проведения теплотехнических испытаний газотурбинных газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного оборудования, описаны методики обработки экспериментальных данных.

Учебное пособие предназначено для студентов всех курсов, обучающихся по направлению «Энергетическое машиностроение», слушателей системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов газотранспортных предприятий и энергетического комплекса.

Библиогр.: 16 назв. Табл. 10. Рис. 40. Прил. 3.

УДК 621.438(075.8)

ББК 31.363я73

ISBN 978-5-7996-3151-2

© Уральский федеральный
университет, 2020

Оглавление

Введение	5
1. Испытания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного оборудования	7
1.1. Понятие эксперимента	7
1.2. Виды испытаний ГТУ	8
1.2.1. Научно-исследовательские работы	8
1.2.2. Опытные испытания	9
1.2.3. Серийные испытания	11
1.2.4. Эксплуатационные испытания	12
1.3. Виды измерений основных параметров	13
1.4. Средства измерений при экспериментальных исследованиях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов	18
1.4.1. Измерение давления	18
1.4.2. Средства и методы измерения температуры	28
1.4.3. Цветовые температурные индикаторы	39
1.4.4. Измерение скоростей потока	41
1.4.5. Измерение расходов жидкостей и газов	42
1.4.6. Измерение расходов жидкости	43
1.4.7. Измерение силы	48
1.4.8. Измерение частоты вращения	51
1.4.9. Измерение вибрации	53
1.4.10. Измерение радиальных зазоров	53
1.5. Определение погрешности измерений	57
1.6. Методы испытаний газотурбинных установок	59
1.6.1. Измерение электрической мощности	63
1.6.2. Измерение механической мощности	64
1.6.3. Метод балансов энергии	65
1.6.4. Прямые методы измерения мощности ГТУ	67
Контрольные вопросы к главе 1	68
2. Тепловые испытания газотурбинных установок в заводских условиях	69
2.1. Особенности испытаний в заводских условиях	69
2.2. Схема измерений и измерительные устройства	72
2.3. Обработка экспериментальных данных	78
Контрольные вопросы к главе 2	84

3. Теплотехнические испытания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов в условиях эксплуатации	85
3.1. Особенности испытаний в условиях эксплуатации	85
3.2. Программа испытаний и схема измерений	88
3.2.1. Общие положения программы испытаний	88
3.2.2. Подготовительные работы	88
3.2.3. Порядок проведения испытаний	89
3.2.4. Методика испытаний	90
3.3. Методика обработки экспериментальных данных	94
3.4. Понятие коэффициента технического состояния ГТУ и ЦБК	102
Контрольные вопросы к главе 3	111
 4. Испытания вспомогательного оборудования компрессорных станций.....	112
4.1. Вспомогательное оборудование компрессорной станции...112	112
4.2. Эксплуатационные испытания установок охлаждения газа...114	114
4.2.1. Основные положения.....114	114
4.2.2. Цель и объем эксплуатационных испытаний	116
4.2.3. Программа и методика эксплуатационных испытаний	116
4.2.4. Оформление документации	120
4.3. Методика обработки результатов испытаний ГТУ с регенерацией теплоты уходящих газов	121
Контрольные вопросы к главе 4	125
 Список используемой литературы	126
 Приложение 1	
Принципиальная технологическая схема установки охлаждения газа	128
Приложение 2	
Принципиальная схема измерений при испытаниях установки охлаждения газа	129
Приложение 3	
Перечень измерений и погрешностей измерительных приборов при испытаниях установок охлаждения газа	130

Введение

Тепловое испытание — одно из множества возможных видов экспериментальных исследований, проводимых на газотурбинных установках (ГТУ).

Цель тепловых испытаний — определение основных характеристик ГТУ: развиваемой полезной мощности и топливной экономичности, количественно выражающейся в величине эффективного КПД. Условия проведения таких испытаний и направленность использования их результатов определяются стадией жизненного цикла ГТУ. На стадии отработки конструкции ГТУ задача тепловых испытаний — получение данных об эффективности новых конструкторских решений, предлагаемых разработчиками, а также проверка соответствия характеристик ГТУ требованиям, сформулированным в задании на проектирование. На этой стадии испытания проводят на стендах заводов-изготовителей или на стендах, размещенных на опытно-промышленных станциях. В этих условиях ГТУ может работать со штатной нагрузкой или быть оснащена специальными нагрузочными устройствами для измерения мощности. При испытаниях на заводском стенде могут быть использованы специальные измерительные устройства для подробного и тщательного определения параметров рабочих тел в сечениях трактов ГТУ.

На стадии эксплуатации ГТУ задача тепловых испытаний — определение фактических характеристик агрегата, меняющихся с течением времени под действием эксплуатационных факторов, т. е. оценка ее технического состояния, а также получение данных о результативности модернизаций, проводимых для улучшения показателей.

При испытаниях, проводимых в условиях промышленной эксплуатации, ГТУ нагружена приводимым агрегатом. Необходимо ориентироваться в основном на измерительные приборы в штатной конфигурации, а возможность установки дополнительных измерительных устройств ограничена.

Принципы проведения тепловых испытаний стационарной ГТУ должны удовлетворять требованиям основного нормативного документа — ГОСТ 20440–75 «Установки газотурбинные. Методы испытаний». При этом следует учитывать требования ГОСТ 21199–75 «Установки газотурбинные. Общие технические требования» и ГОСТ 28775–90 «Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия». В газотранспортной отрасли при испытаниях ГТУ действуют положения отраслевого документа ПР 51-31323949-43-99 «Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов».

1. Испытания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного оборудования

1.1. Понятие эксперимента

Большой энциклопедический словарь дает такое понятие, как эксперимент (от лат. *experimentum* — проба, опыт) — чувственно-предметная деятельность в науке; в более узком смысле — опыт, воспроизведение объекта познания, проверка гипотез и т. п.

В современной науке и технике нашли широкое распространение два подхода к эксперименту — физический и математический. При *математическом подходе* эксперимент проводится виртуально, все явления и процессы опираются на известные физические законы и описаны математическим аппаратом. Достоинство такого эксперимента:

- сравнительно низкая стоимость;
- высокая скорость проведения;
- высокая скорость внесения изменений.

Недостаток:

- не все явления и процессы имеют однозначное описание физическими и математическими средствами (наиболее яркий пример — явление турбулентности);
- с ростом объема и детальности модели падает скорость проведения эксперимента.

При *физическом подходе* эксперимент проводится над реальным объектом в лабораторных или приближенных к ним условиях. Объекты могут быть как полномасштабными, так и модельными.

К достоинствам данного подхода можно отнести:

- наибольшую достоверность полученных результатов;
- возможность исследовать сложные, комплексные явления.

К недостаткам относятся:

- высокая стоимость;
- высокая длительность;
- сложность или невозможность организации измерений в произвольных точках объекта.

В данном пособии рассматриваются особенности физического подхода к экспериментальным исследованиям газоперекачивающих агрегатов.

1.2. Виды испытаний ГТУ

В действительности существует деление экспериментальных исследований на различные виды, при этом классификация может варьироваться в зависимости от отрасли и приоритетов, предъявляемых к данному устройству. Приведем классификацию, характерную для ГТУ (ГПА) и ГТД:

- научно-исследовательские работы (НИР);
- опытные испытания;
- серийные испытания;
- эксплуатационные испытания.

Рассмотрим каждый вид более подробно и определим, для каких этапов разработки ГПА характерны данные исследования и на базе каких исследовательских организаций они проводятся.

1.2.1. Научно-исследовательские работы

Цели таких исследований — изучение и анализ процессов и явлений в ГТУ. При этом изучаются:

- термодинамические процессы;
- газодинамические процессы;
- процессы горения;
- статическая, динамическая и термopрочность деталей;
- характеристики отдельных узлов.

Как правило, научно-исследовательские работы проводят в следующих обстоятельствах:

- при разработке принципиально новых конструкций;
- при существенном росте параметров (температуры, давления);
- в целях достижения предельных показателей;
- при выявлении необычного поведения или необъяснимых, исходя из опытных представлений, фактов.

Как правило, при научно-исследовательских работах исследуются отдельные явления, деталь, процесс, узел, фактор, параметр. Приведем для примера ряд подобных объектов исследований:

- входное устройство;
- диффузор;
- камера сгорания;
- сопловой аппарат;
- подшипник и т. д.

Как правило, научно-исследовательские работы проводят на моделях, построенных на основе теории подобия, что дает значительную экономию вследствие меньших энергетических и материальных затрат. Однако известно, что ряд явлений и узлов возможно исследовать только на полноразмерных устройствах.

Результатом НИР являются знания о характере протекания процессов и причинах возникновения явлений. Такие знания развивают теорию процессов и методы расчетов.

НИР проводят в НИИ РАН, вузах, исследовательских подразделениях КБ и заводов.

1.2.2. Опытные испытания

Цель опытных испытаний (ОИ) — отработка рабочего процесса и конструкции ГТУ. Как правило, проводятся на головном образце ГТУ, т. е. на реально сконструированной и изготовленной машине и обычно на заводском стенде.

При ОИ используются результаты НИР. Нередко ОИ заменяют НИР при невозможности воспроизведения явления вне конструкции ГТУ из-за его сложности, комплексности, взаимовлияния факторов (радиальные, осевые зазоры, вибрации, помпаж).

ОИ включают в себя:

- доводочные испытания узлов и агрегатов;
- доводочные испытания машин;

- технологические длительные испытания;
- приемочные испытания.

ОИ проводятся не в лабораторных условиях, а на заводских полноразмерных стендах; опытно-промышленных установках; опытно-промышленных станциях; ГПА — на ГКС; энергетические ГТУ — на электростанциях.

ГТУ при ОИ имеют полноразмерные воздухозаборные и выхлопные устройства с реальными сопротивлениями. Нагрузка обеспечивает развитие и потребление полной мощности. ГТУ при ОИ испытывает реальное воздействие окружающей среды.

Задачи доводочных испытаний:

- отладка рабочего процесса, согласование характеристик узлов и агрегатов;
- доводка конструкции узлов и агрегатов;
- проверка правильности выбора материалов;
- проверка правильности выбора технологии изготовления деталей;
- проверка правильности технологии сборки и разборки;
- проверка и наладка штатных измерительных устройств;
- доводка параметров ГТУ на различных режимах до величин, указанных в требованиях заказчика.

При ОИ, проводимых на опытно-промышленных станциях, производится включение агрегата в сеть:

- на ГКС в ЕГТС;
- на ЭС в энергосистему.

Режимы работы при ОИ характеризуются кратковременностью, частыми пусками и остановами, что создает дополнительную нагрузку на детали и узлы и позволяет выявить слабые, малонадежные места. Выявляемые дефекты устраняются, после чего ГТУ снова проходит испытания.

Проведение ОИ на стенде завода-изготовителя удобно для участия в них высококвалифицированных специалистов-разработчиков ГТУ.

После завершения доводочных испытаний ГТУ проводятся приемочные (ранее — государственные) испытания. Приемочные испытания проводят в тех же условиях, что и ОИ, но по специальной программе. Режимы испытаний, их длительность во времени и порядок чередования подбирают так, чтобы работа ГТУ во время испытаний наиболее соответствовала условиям будущей эксплуатации.

Результаты приемочных испытаний оцениваются комиссией заказчика на предмет соответствия техническому заданию и служат основанием для организации серийного производства.

После организации серийного производства ОИ не прекращаются. Цели их продолжения:

- доводка ГТУ для устранения дефектов, выявляемых в реальной эксплуатации;
- разработка предложений по модернизации ГТУ для улучшения характеристик.

1.2.3. Серийные испытания

Серийные испытания организуются на заводах-изготовителях после организации серийного выпуска ГТУ.

Условия серийных испытаний близки к условиям эксплуатации по полноте схемы ГТУ и воздействию окружающей среды.

Серийные испытания бывают:

- сдаточные;
- контрольные;
- длительные.

В стационарном газотурбостроении проводят лишь сдаточные испытания. Этому виду испытаний подвергается каждая изготовленная заводом ГТУ.

Цели сдаточных испытаний:

- проверка качества изготовления и приработки деталей;
- проверка правильности сборки;
- проверка режимных данных (соответствие паспортным характеристикам);
- выявление и устранение дефектов производства.

После сдаточных испытаний стационарные ГТУ консервируются для транспортировки на место эксплуатации.

Контрольные и длительные испытания проводят в отраслях авиадвигателестроения.

Контрольные испытания проводятся после переборки двигателя, следующей за сдаточными испытаниями. Во время контрольных испытаний не должно быть никаких отказов и дефектов.

Длительные испытания проводят в целях выявления ресурсных возможностей двигателей. Они возможны для транспортных двигателей ввиду краткости срока их службы (около сотен часов).

Виды длительных испытаний:

- на гарантированный срок службы до первой переборки;
- до полного разрушения двигателя.

Первый вид испытаний позволяет выявить надежность и стабильность производства. Если двигатель не отработывает гарантированный срок службы, то его производство останавливается до выявления и устранения причин.

Весьма интересен второй вид испытаний. Они проходят периодами, равными по длительности ресурсу двигателя, между которыми проводится переборка двигателя с полной дефектацией деталей. Изношенные детали заменяются. Технология переборки соответствует установленной технологии ремонтов. Испытания проводят до момента замены такого числа деталей и их номенклатуры, которые оговариваются техническими условиями на двигатель.

Иногда эти испытания проводят без перебора до действительно полного разрушения. Такое испытание показывает предельные ресурсные возможности двигателя.

1.2.4. Эксплуатационные испытания

Проходят головные образцы серийной продукции на месте эксплуатации, на реальных режимах производства. По существу это — эксплуатация под наблюдением изготовителя. Такие испытания длятся по несколько лет. Изготовитель накапливает опыт, который использует для совершенствования серийных агрегатов, закладывает в перспективные агрегаты.

Описанные виды исследований имеют общий характер и направлены на ГТУ в целом. Существуют и более специальные виды испытаний:

- тепловые;
- прочностные;
- вибрационные и др.

1.3. Виды измерений основных параметров

Измерение — нахождение значения физической величины опытным путем с применением технических средств, имеющих нормированные метрологические свойства.

Принципами измерения называется совокупность физических явлений, лежащих в основе данного измерения.

Методика измерений — это совокупность приемов использования принципов и средств измерений.

Существует два вида измерений:

- прямые — значение величины находится непосредственно с помощью опытных данных;
- косвенные — значение искомой величины определяется с помощью известной зависимости от вспомогательных величин.

Средства измерений подразделяются следующим образом:

- мера;
- измерительные преобразователи;
- приборы;
- установки;
- системы;
- вспомогательные средства.

Мера — это средство измерений, предназначенное для воспроизведения физической величины заданного размера.

Преобразователь — это устройство, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации, не поддающегося непосредственному восприятию наблюдателя, но имеющего удобную для передачи, обработки и хранения форму.

Совокупность преобразовательных элементов, обеспечивающая необходимые преобразования сигнала измерительной информации, образуют *измерительный канал*.

Измерительные приборы — это средства измерений, вырабатывающие сигнал измерительной информации в форме, доступной для восприятия наблюдателя.

По способу вывода показаний измерительные приборы подразделяются следующим образом:

- показывающие;
- регистрирующие (одноразовый фиксатор события);

- самопишущие (пишут тренды);
- печатающие.

Сведения о значениях измеряемой величины содержатся в сигналах измерителя информации. Сигнал может характеризоваться либо одним, либо несколькими параметрами.

Необходимо, чтобы хотя бы один параметр был функционально связан с измеряемой величиной. Такой параметр называется информативным, остальные параметры — неинформативными.

Каждое средство измерения обладает характеристикой.

1. *Статическая характеристика* — зависимость информативного параметра выходного сигнала от информативного параметра входного сигнала при определенных значениях неинформативных параметров.

Различают характеристику номинальную (функция преобразования) и рабочую (градуировочная характеристика конкретного прибора или экземпляра).

Чувствительность — отношение изменения выходного сигнала к вызвавшему его изменению измеряемой величины (рис. 1.1):

$$S = \frac{\Delta I}{\Delta x};$$

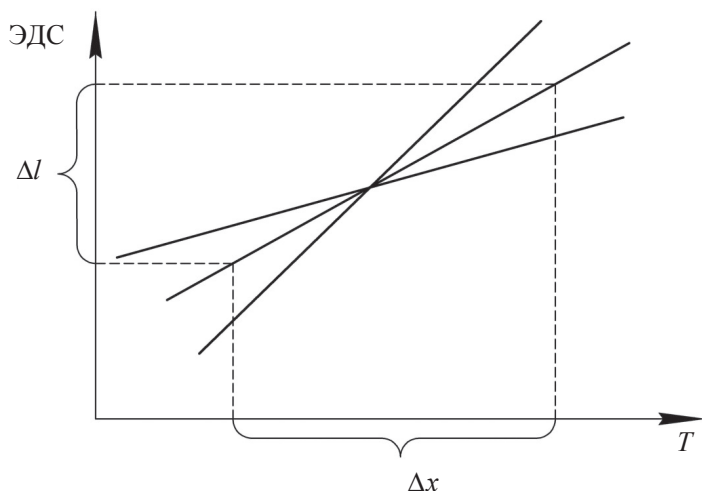


Рис. 1.1. Рабочие характеристики трех термометров

$$S_0 = \frac{\Delta l}{\Delta x / x} — \text{относительная чувствительность};$$

$$S_x = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\Delta l}{\Delta x} = \left(\frac{dl}{dx} \right)_x — \text{чувствительность для нелинейного изменения}$$

параметра.

2. *Диапазон показаний* — это разность между значениями измеряемой величины, соответствующими конечному и начальному значению шкалы.

3. *Диапазон измерений* — это область значений измеряемой величины, для которой погрешности измерений не превышают допустимой. Он ограничен верхними и нижними пределами измерений.

4. *Амплитудно-частотная характеристика* — это изменение отношения амплитуд в зависимости от круговой частоты.

5. *Фазово-частотная характеристика* — это изменение угла сдвига фаз от значений круговой частоты.

При динамическом сигнале нормируются следующие характеристики:

- инерционность;
- полоса пропускания;
- время установления выходного сигнала.

Динамические характеристики рассчитываются или определяются экспериментально. Они позволяют оценить возможность применения данного средства измерения.

Первичные измерительные преобразователи — это средства преобразования измеряемой физической величины в сигнал измерительной информации.

Преобразователи подразделяются на параметрические и генераторные.

В параметрических преобразователях выходная величина представляет собой изменение какого-либо параметра электрической цепи (например, термометры сопротивления). В генераторных преобразователях измеряется ЭДС, ток или заряд, генерируемый вследствие воздействия измеряемой величины (например, термоэлектрические преобразователи).

Также существует большой класс преобразователей, в которых входная величина воздействует на упругий элемент, а его деформация преобразуется в измерительный сигнал. Для таких преобразователей одной из важнейших характеристик является инерционность, т. е. насколько

ко быстро происходит деформация элемента. Для особо точных приборов используют кристаллический материал.

Резистивные преобразователи. Это параметрические преобразователи, выходной величиной которых является сопротивление. Изменение сопротивлений может вызываться механическими, тепловыми, световыми и магнитными воздействиями.

Потенциометрический преобразователь. Представляет собой реостат, движок которого перемещается под воздействием измеряемой величины. Область применения регулирующего органа — измерение линейных и угловых перемещений, в уровнемерах.

К достоинствам можно отнести большой выходной сигнал, стабильность метрологических характеристик, незначительная температурная погрешность.

Недостаток — узкий частотный диапазон.

Тензорезисторы. Представляют собой зигзагообразно изогнутую проволоку или фольгу, приклеенную к подложке. В таком виде элемент способен воспринимать деформации деталей.

Недостатки данного вида преобразователей — высокая погрешность при отсутствии градуировки и малый выходной сигнал. При измерениях малых деформаций используют полупроводниковые тензорезисторы, т.е. выращенные кристаллы кремния или сапфира на подложке.

Достоинства:

- малая деформация упругих элементов;
- при калибровке погрешность порядка 0,5 %.

Особенность — могут воспринимать динамические деформации до 5000 Гц.

Пьезоэлектрические преобразователи. Принцип действия — возникновение заряда при деформации кристалла.

Достоинства:

- способны воспринимать сигнал с частотой до 200 кГц;
- высокая надежность;
- малые габариты и масса.

Недостатки:

- сложность измерения медленно изменяющихся величин;
- сложность статической градуировки.

Электростатические преобразователи. Характеристика — емкость, параметрический режим. Можно использовать данные датчики в генераторном режиме. Характеристика — ЭДС.

Достоинства:

- отсутствие шумов;
- отсутствие самонагрева.

Недостаток — подвержены внешним наводкам.

Индуктивные преобразователи. Выходной сигнал — это изменение индукции. Источником сигнала является перемещение одного из элементов, приводящее к изменению магнитного сопротивления цепи. Такие датчики могут работать как в параметрическом (индуктивность), так и в генераторном (ЭДС) режимах.

Достоинства:

- линейность характеристик;
- высокая чувствительность;
- малая зависимость выходного сигнала от внешних воздействий (устойчивы к ударам, температурам).

Недостатки:

- малый уровень выходного сигнала;
- необходимость в питающем напряжении повышенной частоты.

Вибрационно-частотные преобразователи. Принцип основан на изменении собственной частоты струны или перемычки при ее деформации.

Достоинства:

- возможность измерения статических или медленно изменяющихся величин (до 150 Гц);
- высокая точность;
- повышенная помехоустойчивость.

Недостатки:

- сложность;
- чувствительность к направленности.

Оптоэлектрические преобразователи. Основаны на преобразовании излучений в электрический сигнал.

Основные типы приемников:

- фотоэлектрические (преобразует в достаточно широком диапазоне длин волн, но нужна достаточно точная калибровка);
- вакуумные фотоэлементы (чувствительны в узком диапазоне волн);
- фотоумножительные элементы.

Достоинства:

- высокая чувствительность;

- крайне низкая инерционность, так как свет распространяется с большой скоростью.

Недостатки:

- сложность конструкции;
- чувствительны к механическим воздействиям.

1.4. Средства измерений при экспериментальных исследованиях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

1.4.1. Измерение давления

Для измерения давления используют специальные приемники. Приемники с помощью трубок малого диаметра соединяются с преобразователями или приборами. Различают полное и статическое давление.

При измерении местных значений полного и статического давления широкое применение находят трубки Пито-Прандтля, насадки, гребенки и зонды.

Очевидно, что наиболее жесткие требования к качеству выполнения отборов следует предъявить при измерении небольших по абсолютной величине давлений при высоком уровне скоростей.

Для того чтобы избежать ошибок, связанных с неравномерностью статического давления по окружности трубопровода, которая возможна при наличии радиальных составляющих скорости, в каждом сечении следует выполнять несколько отборов давления (например, четыре по двум взаимно перпендикулярным диаметрам) и соединять их уравнительным кольцом. Сечение трубки, образующей кольцевой коллектор, должно выбираться так, чтобы выполнялось условие: $0,5\pi d^2 > nf$, где d — внутренний диаметр трубки; n — число отверстий для отбора давления; f — площадь одного отверстия.

Специальные датчики давления следует применять в тех случаях, когда конфигурация трубопроводов не позволяет выполнить надежный отбор давления со стенок. Такие датчики должны устанавливаться с учетом реально существующего в сечении поля скоростей, вне зоны со значительными градиентами давления.

Приемник полного давления (рис. 1.2) состоит из приемной трубки 1, направляющей втулки 2. Применяется при отклонении потока до 45° .

Достоинства:

- погрешность не более 1 %;
- угол закрутки потока до 45°;
- числа Маха до 0,8.

Недостаток — необходимо погружать приемник в поток.

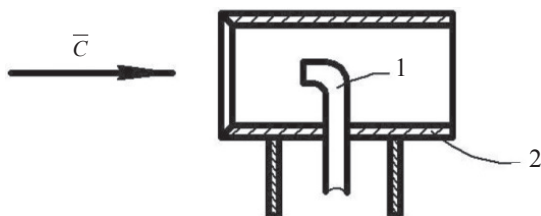


Рис. 1.2. Приемник полного давления:

1 — приемная трубка; 2 — направляющая втулка; C — поток

Приемник статического давления — при измерении статических давлений достаточно выполнить отверстие в стенке корпуса (рис. 1.3).

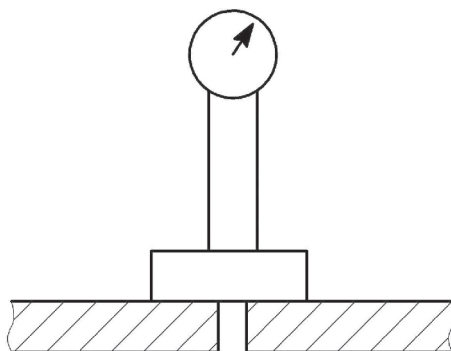


Рис. 1.3. Приемник статического давления

Достоинства:

- малый диаметр отверстия (достаточно до 1 мм);
- простота монтажа преобразователя и измерительного устройства.

Недостатки:

- на поверхности не должно быть неровностей;
- кромки отверстий не должны иметь заусенец.

Существенно сложнее статическое измерение давления в объеме потока. В таком случае применяют *клиновые* или *дисковые приемники* (рис. 1.4 и 1.5).

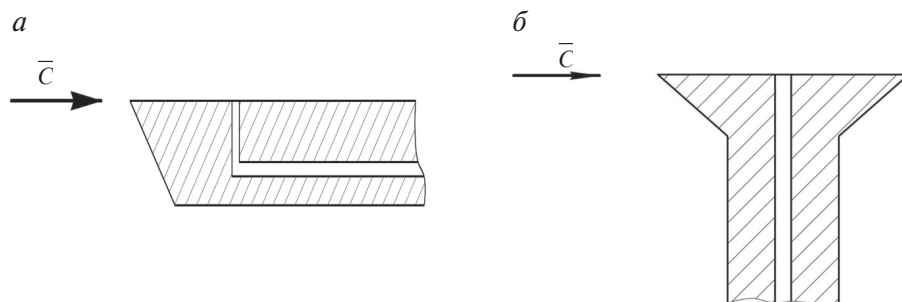


Рис. 1.4. Приемники статического давления в потоке:

a — клиновой; b — дисковый

Конструкция «*трубка в трубке*» (рис. 1.4) — принимает импульсы полного и статического давления.

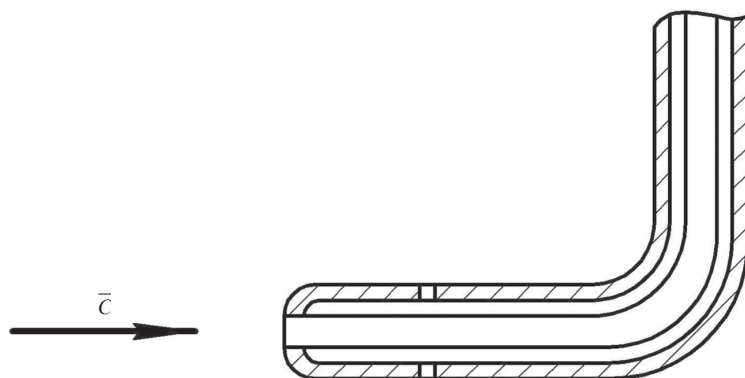


Рис. 1.5. Трубка Пито-Прандтля

Также применяются *ориентируемые* и *неориентируемые* зонды (рис. 1.6).

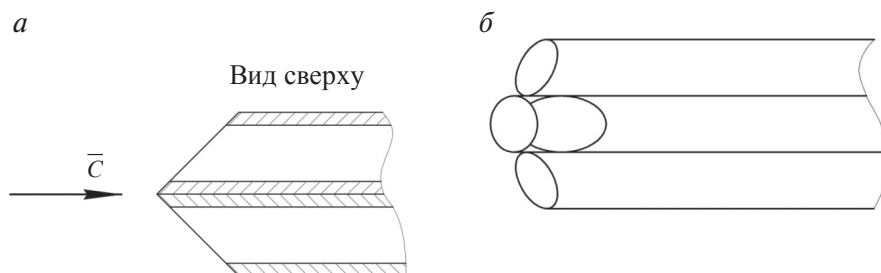


Рис. 1.6. Зонды различных типов:

a — ориентируемый; b — неориентируемый

Достоинство ориентируемых зондов — простота конструкции.

Недостаток — необходимость поворотного механизма.

Достоинства неориентируемый зондов:

- нет необходимости в поворотных механизмах;
- нет необходимости в уплотнении.

Недостатки:

- высокая сложность конструкции;
- большое количество импульсных трубок;
- необходимость в математической обработке.

Приборы для измерения:

- стрелочные, деформационные;
- жидкостные;
- преобразователи различных типов.

Для перепадов давления до 2000 мм вод. ст. используют *U-образный дифференциальный манометр* (рис 1.7).

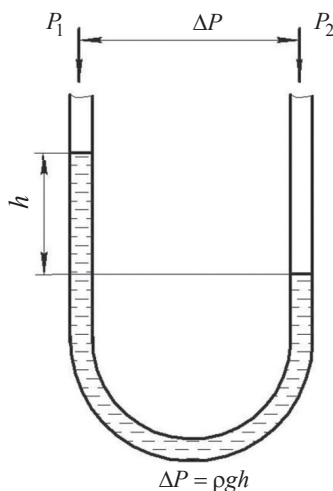


Рис. 1.7. U-образный манометр

В качестве жидкости используется подкрашенная вода.

Достоинства U-образного манометра:

- точность;
- простота конструкции;
- низкая цена;
- возможность сборки на месте;

- возможность измерять как положительные, так и отрицательные давления (по отношению к атмосферному).

Недостаток — чувствительность к вибрациям, хрупкость.

Наряду с U-образными находят применение чашечные однотрубные и многотрубные (батарейные) манометры и дифманометры.

В тех случаях, когда требуется особенно высокая точность для измерения давлений до $3\text{--}4 \text{ кгс/см}^2$, возможно применение одношкальных чашечных манометров с ртутным заполнением. Следует отметить, что работа с приборами, заполненными токсичными жидкостями, в частности ртутью, требует соблюдения правил техники безопасности.

Жидкостный микроманометр. Позволяет измерять отклонения давления на незначительную величину. В качестве жидкости может использоваться ртуть (рис. 1.8).

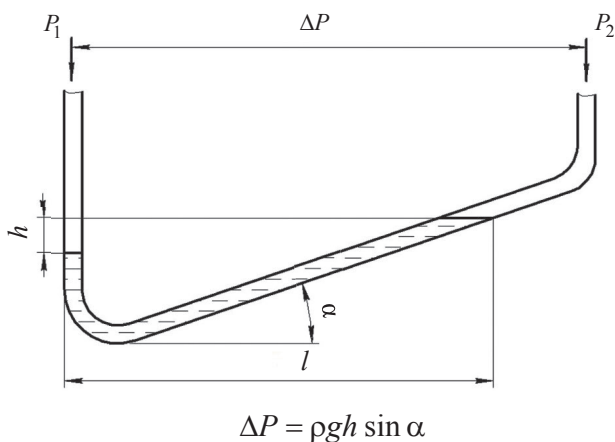


Рис. 1.8. Микроманометр

Манометр с чувствительным упругим элементом имеет упругий элемент, деформация которого соответствует изменению давления. Является показывающим прибором.

Достоинства:

- низкая стоимость;
- высокая точность;
- измеряет малые перепады давлений (до 200 мм вод. ст.);
- позволяет изменять точность путем изменения наклона трубки.

Недостатки:

- чувствительность к температуре спирта в трубке;

- чувствительность к вибрациям, хрупкость;
- невозможность регистрации сигнала.

Чаще всего такие манометры используют в качестве контрольных.

Пружинные манометры получили широкое применение для измерения избыточного давления и разрежения. Чувствительным элементом данных приборов могут быть серповидная трубчатая пружина (трубка Бурдона), многовитковая трубчатая пружина (геликс) и плоская мембрана.

На рис. 1.9 показан манометр с серповидной трубчатой пружиной. Пружина изготавливается из фосфористой бронзы или латуни, а для давлений свыше 20 МПа — из стали.

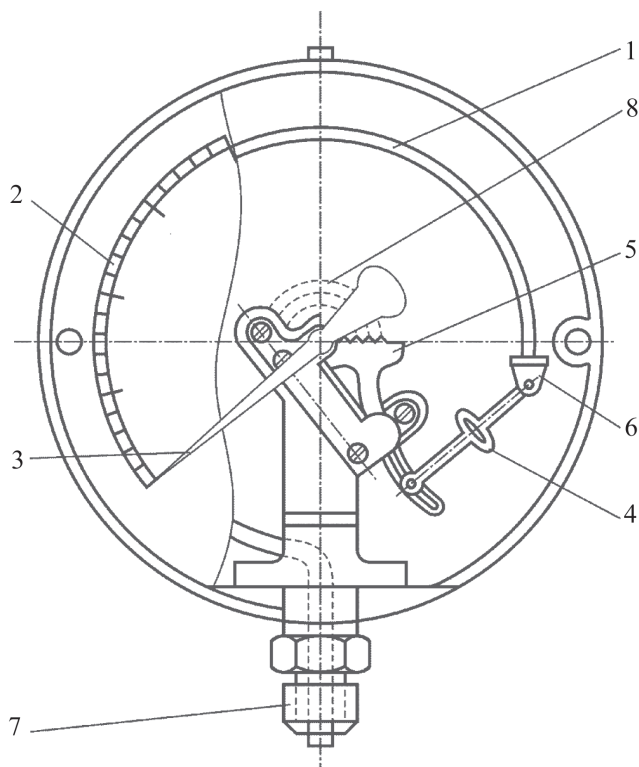


Рис. 1.9. Манометр с серповидной трубчатой пружиной:

- 1 — трубка Бурдона; 2 — шкала; 3 — стрелка; 4 — поводок; 5 — зубчатый сектор;
6 — пробка; 7 — штуцер; 8 — упругая пружина

Общий принцип действия пружинных манометров состоит в том, что под действием измеряемого давления чувствительный элемент 1

(рис. 1.9) деформируется и посредством передаточно-множительного механизма 4, 5 деформация преобразуется в круговое движение стрелки 3 вдоль шкалы 2.

Недостатки:

- громоздки;
- имеют нестабильную характеристику и требуют тарировки до и после испытаний;
- верхний предел измеряемой величины должен быть не больше двух третей шкалы.

Мембранные манометры изготавливаются с плоской, плоско-гофрированной и гармониковой мембраной (сильфоны) (рис. 1.10). Центральная часть плоской мембраны перемещается на 1,5–2 мм, поэтому передаточно-множительное устройство имеет большое передаточное число, что снижает чувствительность и точность измерений. Жесткость мембраны снижается при наличии гофр. Наибольшая подвижность у мембран — сильфонов. Класс точности сильфонных манометров 1,0–1,5.

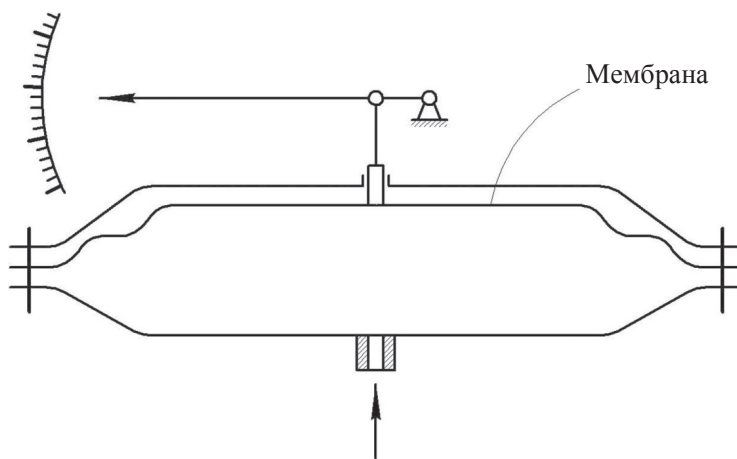


Рис. 1.10. Мембранный манометр

Манометры с многовитковой трубчатой пружиной геликсные (рис. 1.11) изготавливаются с числом витков трубки 2,5–9. Свободный конец трубки раскручивается. Класс точности манометра 1,5. Геликсные манометры могут быть показывающими, регистрирующими и с устройством для дистанционной передачи показаний по электрическим проводам.

Измеряемое давление через штуцер 2 и трубку 1 воздействует на геликсную трубку 5, которая раскручивается и через ось 6, рычаг 7, ползун 8 и тягу 10 поворачивает стрелку с пером 3. Отклонение стрелки пропорционально измеряемому давлению. Запись производится на диаграммный бланк, вращаемый часовым механизмом или синхронным микроэлектродвигателем СД-60.

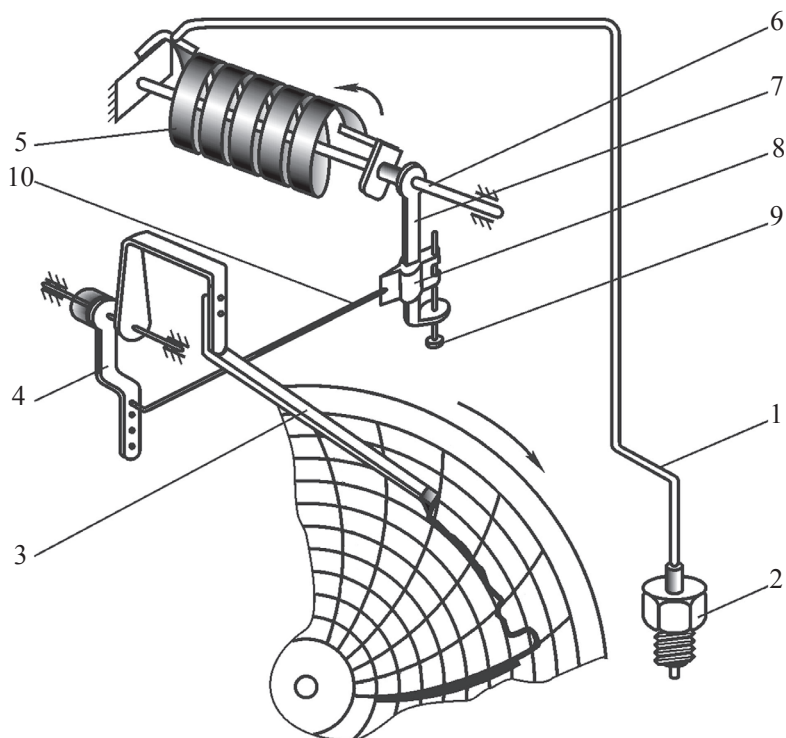


Рис. 1.11. Манометр с многовитковой трубчатой пружиной:

1 — капиллярная трубка; 2 — штуцер; 3 — стрелка с пером; 4 — рычаг; 5 — геликоидальная пружина; 6 — ось; 7 — рычаг; 8 — ползун; 9 — винт; 10 — тяга

Как правило, преобразователи основаны на *тензорезисторах* (рис. 1.12).

Достоинства тензорезистора:

- взаимозаменяемость таких преобразователей;
- преобразователи могут быть любого типа;
- сигнал генерируется в виде, удобном для регистрации;
- высокий класс точности.

Недостатки тензорезистора:

- большие присоединительные размеры;
- необходимость внешнего питания;
- дороговизна.

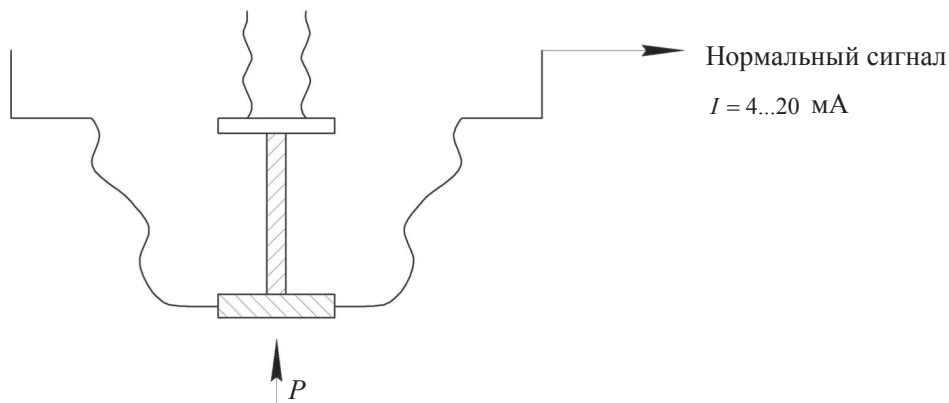


Рис. 1.12. Тензорезистор

Пьезоэлектрический преобразователь генерирует ЭДС при деформации кристалла (рис. 1.13).

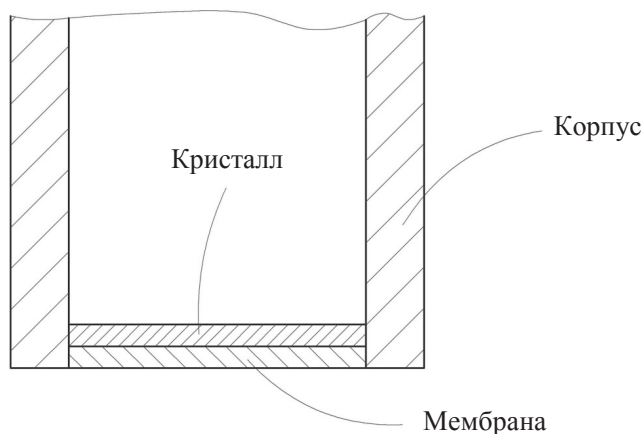


Рис. 1.13. Пьезоэлектрический преобразователь

Достоинства пьезоэлектрического преобразователя — способен измерять величины, изменяющиеся с частотой до 100 кГц.

Недостатки пьезоэлектрического преобразователя:

- необходим усилитель сигнала;

- выходной сигнал нестандартизованный (в качестве параметра используется напряжение, а САУ использует силу тока);
- характеристика каждого преобразователя уникальна, поэтому необходимо закладывать индивидуальную характеристику.

Наиболее простой и дешевый метод — статическая *тарировка* на гидравлическом столе (рис. 1.14).

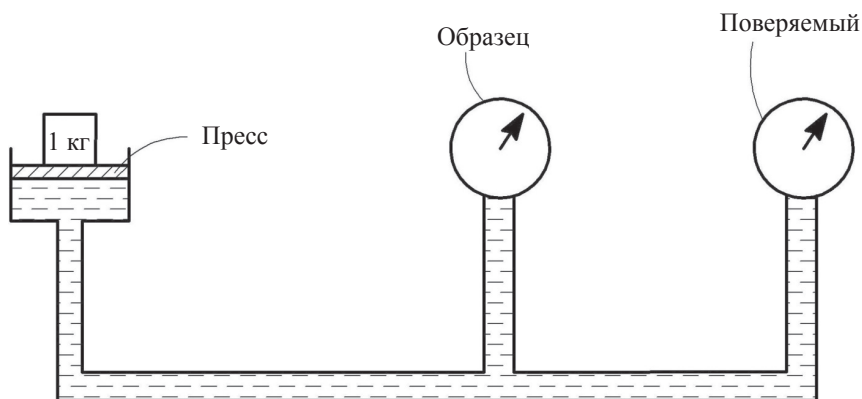


Рис. 1.14. Тарировка

Недостаток тарировки — невозможность оттарировать пьезоэлектрический преобразователь.

Пневмокоммуникаторы дают возможность измерять давление в нескольких точках (рис. 1.15).

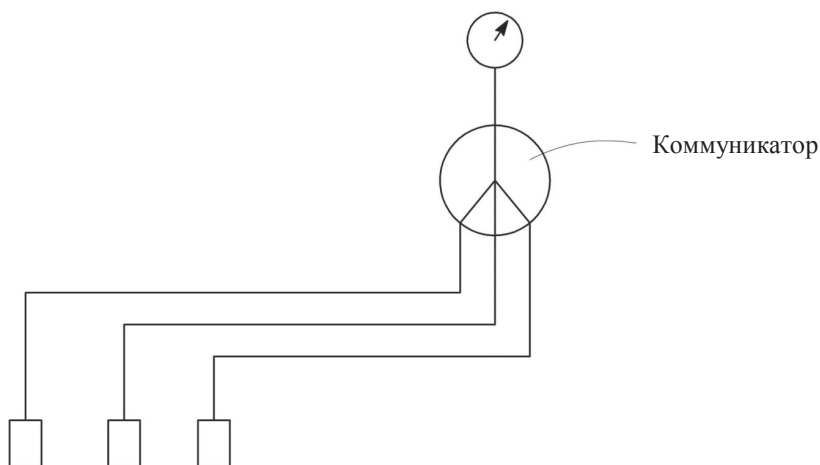


Рис. 1.15. Схема пневмокоммуникатора

Достоинства пневмокоммуникатора:

- необходим только один поверенный прибор;
- возможность измерять давление в нескольких точках.

Недостаток пневмокоммуникатора — измерять показания одновременно можно только в одной точке.

1.4.2. Средства и методы измерения температуры

Средства измерения температуры

Для измерения температуры применяют различные средства измерения:

- расширительные термометры;
- термометры сопротивления;
- термоэлектрические термометры;
- фотоэлектрические преобразователи;
- индикатор.

Наиболее широко используются три вида датчиков:

- термистор;
- термометр сопротивления;
- термопара (термоэлектрический термометр).

Сравнительные характеристики представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Сравнительные характеристики датчиков

Вид датчика	Достоинства	Недостатки	Информативный параметр выходного сигнала
Термистор	1) высокая чувствительность 2) малая инерционность 3) малый размер 4) низкая стоимость 5) высокая стабильность	1) нелинейная характеристика 2) рабочий диапазон от -60 до $+300$ °С 3) взаимозаменяемость в узком диапазоне температур 4) необходимость в источнике тока	Электрическое сопротивление

Окончание табл. 1.1

Вид датчика	Достоинства	Недостатки	Информативный параметр выходного сигнала
Термометр сопротивления	1) хорошая линейность характеристик 2) высокая стабильность 3) взаимозаменяемость в широком диапазоне температур	1) низкая чувствительность 2) большая инерционность 3) сложная схема включения 4) необходимость в источнике тока 5) чувствительность к вибрациям 6) высокая стоимость	Электрическое сопротивление
Термопара	1) широкий температурный диапазон 2) простота производства 3) низкая стоимость (условно) 4) износостойчивость 5) отсутствие необходимости в источнике тока	1) нелинейная характеристика 2) низкая стабильность 3) низкая чувствительность 4) чувствительность к шумам и наводкам 5) необходимость в компенсации холодных спаев	Электрическое напряжение

Во всех случаях, для того чтобы получить достоверные значения средней температуры, приходится либо устанавливать большое количество датчиков в разных точках сечения, либо пользоваться подвижными датчиками, с помощью которых можно получать поля температур и скоростей потока.

Надежные результаты можно получить, используя тарированные *термометры сопротивления* (рис. 1.16), медные (при температурах $t \leq 100^\circ\text{C}$) или платиновые (до $t \approx 500^\circ\text{C}$). Ниже приведены пределы измерений в зависимости от материалов термометров:

медь..... $-50...+150^\circ\text{C}$
 никель..... $-50...+200^\circ\text{C}$
 платина..... $-200...+500^\circ\text{C}$

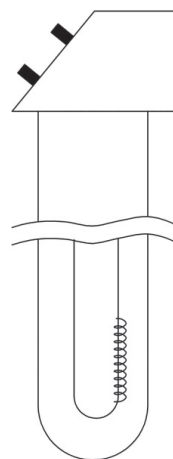


Рис. 1.16. Термометр сопротивления

Чувствительные элементы стандартных термометров сопротивления в специальных корпусах закрепляются на штангах (рис. 1.17), установленных внутри трубопроводов, в потоке воздуха (газа).

Диаметр проводника от 0,05 до 0,1 мм.

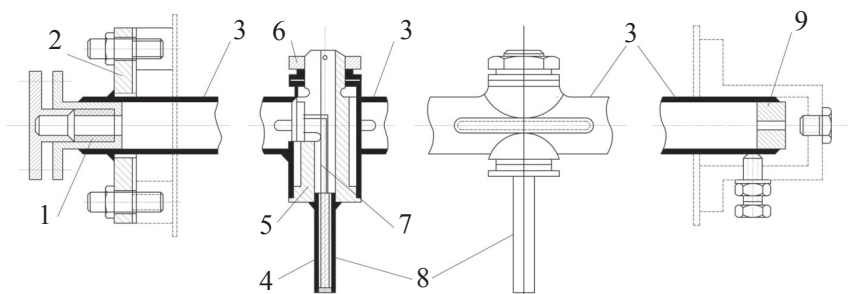


Рис. 1.17. Установка термометров сопротивления на штангах:

1 — сальниковое уплотнение гильзы; 2 — фланец крепления; 3 — штанга;
4 — чувствительный элемент; 5 — стакан гильзы; 6 — узел фиксации гильзы; 7 — выводы;
8 — гильза; 9 — опора

В качестве вторичного прибора используется электронный уравновешенный мост ЭМД, в измерительную часть которого внесены изменения, повышающие его точность. Весь измерительный комплекс (термометры, соединительный кабель и мост) тарируется по образцовым приборам.

В качестве вторичного прибора также могут быть использованы переносные потенциометры обычной конструкции со специальными несложными по схеме приставками.

Недостатками термометров сопротивления со стандартными чувствительными элементами являются их большие геометрические размеры и вследствие этого невозможность измерения местных значений температуры, трудность точной тарировки, а также недостаточная механическая прочность чувствительных элементов, которые в условиях повышенных вибраций быстро выходят из строя.

Для измерения температур при испытаниях ГТУ широко применяются хромель-алюмелевые и хромель-копелевые *термопары* (рис. 1.18). При использовании этих термопар необходимо считаться с погрешностями, которые могут возникать из-за неомогенности и нестабильности их материала. На практике неоднородность материала приводит к тому, что ЭДС термопар, изготовленных из одной партии проволо-

ки, могут быть различными и зависят, кроме того, от глубины погружения термопары в измеряемую среду. Величина возможной при этом ошибки доходит до нескольких градусов.

Приемники, в которые устанавливаются термопары при испытаниях ГТУ, могут иметь разное конструктивное оформление. Как правило, спаи термопар непосредственно омываются газовым потоком. Для изоляции электродов могут использоваться различные материалы: асбест, стеклянное или каолиновое волокно с различными связующими лаками, а также фарфоровая или кварцевая соломка.

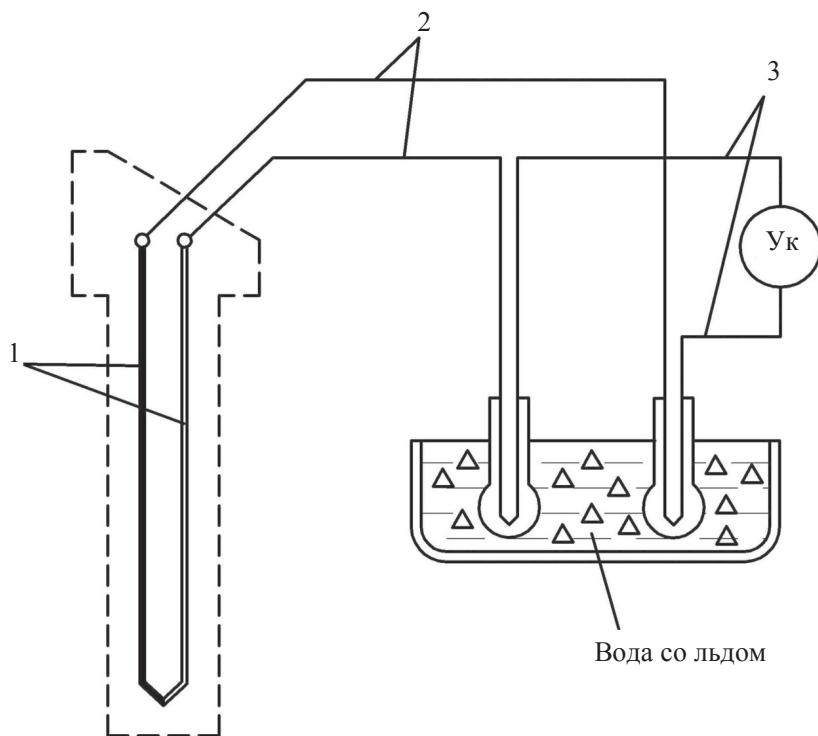


Рис. 1.18. Схема термопары:

1 — термоэлектроды; 2 — удлинительные провода; 3 — соединительные провода

Холодный спай должен находиться при температуре равной 0. Если же она отлична от нуля, необходимо вводить градуировочную поправку.

Используют электроды толщиной 0,2–0,5 мм.

Широкое распространение получили термопары кабельного типа.

Для получения достоверных результатов при измерении температуры поверхности конструктивных элементов электроды должны заделываться специальным образом (рис. 1.19):

- термоэлектроды должны прокладываться вдоль изотерм;
- горячий спай не должен выступать.

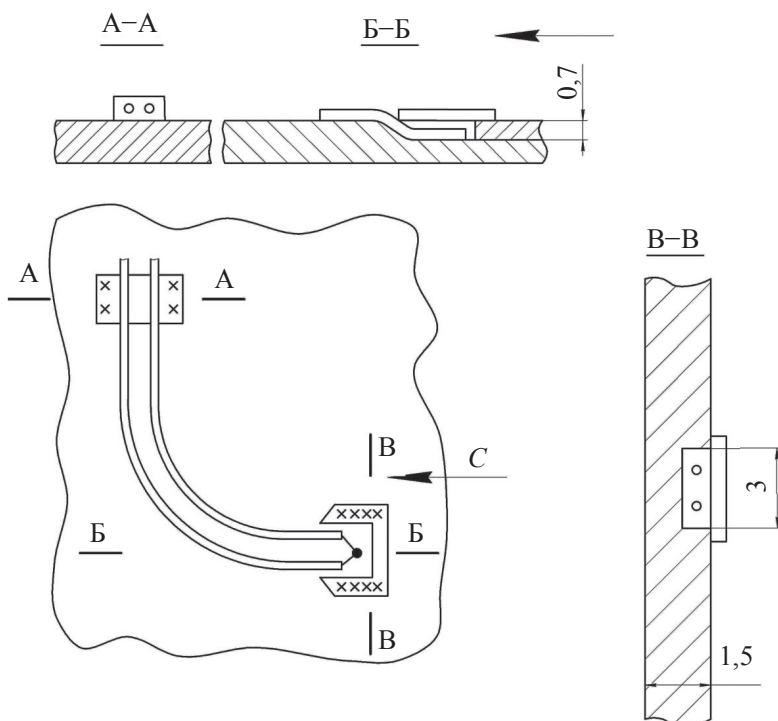


Рис. 1.19. Схема заделки

Возможно измерение температуры как статорных, так и роторных деталей. Тогда соединение элементов цепи происходит через щетки.

Термопара с открытым спаем — инерция 1...2 с, экранированная термопара — 3...5 с.

Для исследования полей температур используют гребенки (рис. 1.20). Такие устройства размещаются в трубопроводе по двум взаимно перпендикулярным диаметрам. Расстояния между спаями выбираются таким образом, чтобы они располагались в центрах колец равной площади. Вследствие этого средняя по сечению температура равна средней арифметической по показаниям отдельных термопар. Спаи имеют небольшие размеры и экранированы от излучения на стенки трубо-

провода. Так как каждая пара электродов располагается в отдельной трубке, их монтаж и замена не вызывают затруднений.

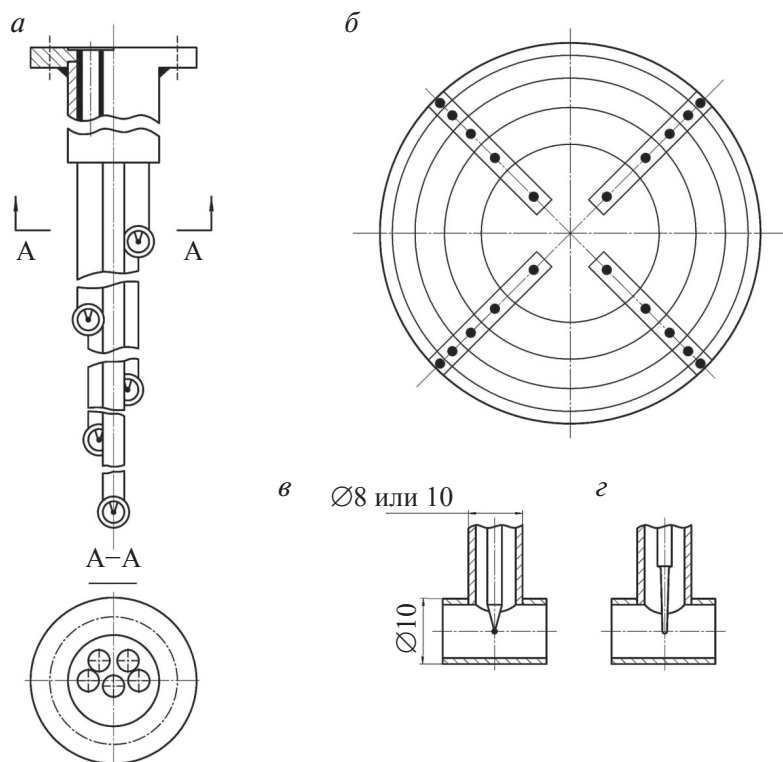


Рис. 1.20. Пятиточечная гребенка термопар:

a — общий вид; *б* — установка гребенок по сечению; *в* — термоприемник с открытым спаем; *г* — то же со спаем в гильзе

В тех случаях, когда гребенка устанавливается в сечении с высоким уровнем скоростей, ей придается обтекаемая форма (рис. 1.21).

Если измерение полей температур осуществляется для кольца, то возможно использование поворотных турелей.

Используемые в промышленности типы термопар представлены в табл. 1.2.

Проблемы высокотемпературных измерений:

- переток тепла по корпусу термоприемника;
- теплоотдача излучением;
- конвекция циркулирующего газа;
- неполное торможение потока.

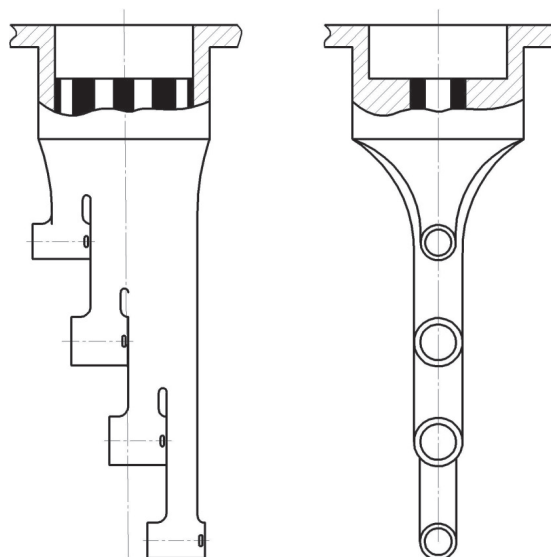


Рис. 1.21. Обтекаемая термопара

Таблица 1.2

Типы термопар

Обозначение		Состав		Предел измерений, °C
Промышленное	Международное	Электрод1	Электрод2	
ТВР (термопара вольфрамрениевые)	A1, A2, A3	95 %W + 5 %Re	80 %W + 20 %Re	До 2600
ТПР (платинородий)	B	70 %Pt + 30 %Rh	94 %Pt + 6 %Rh	300–1800
ТПП (платинородий-платина)	S	90 %Pt + 10 %Rh	100 %Pt	0–1000
	R	87 %Pt + 13 %Rh	100 %Pt	
ТХА (хромель-алюмель)	K	90,5 %Ni + 9,5 %Cr	94,5Ni + 5,5 %Al, Si, Mn	–200...+1100
ТХКн (хромель-константан)	E	90,5 %Ni + 9,5 %Cr	55 %Cu + 45 %Ni, Mn, Fe	–50...+600
ТХК (хромель-копель)	L	90,5 %Ni + 9,5 %Cr	56 %Cu + 44 %Ni	

Взаимосвязь полной и статической температуры:

$$r = \frac{T^* - T}{T_{ад}^* - T} \approx 0,9...0,95,$$

где r — характеристика степени заторможенности в термоприемнике; T^* — полная температура, $T^* = \frac{T}{1 + r \cdot \frac{k-1}{2} \cdot M^2}$. Здесь T — статическая температура; k — показатель адиабаты; M — число Маха; $T_{ад}^*$ — полная адиабатная температура.

Оптические методы измерения температур

Данные методы основаны на закономерностях теплового излучения нагретых тел (связь излучения и температуры). Для измерения температуры данным методом используют два основных вида приборов — пирометры и тепловизоры.

Тепловизор — это прибор для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности. Любой предмет с температурой выше 0°C передает электромагнитное излучение. Если вычислить интенсивность данного излучения, можно выяснить абсолютную температуру. Инфракрасный приемник излучения является сердцем тепловизора. Он может перевести колебания излучения в графическое изображение и высчитать по нему температуру. Так возникает спектрональная картина, отражающая реальное распределение температур по различным частям конструкции. Данная картина обычно называется тепловым изображением или термограммой. Обычно цвета распределяют таким образом: более светлые (красный, желтый) цвета соответствуют более высокой температуре, а более темные (синий, зеленый) — низкой.

Распределение температуры отображается на дисплее (или в памяти) тепловизора как цветовое поле (рис. 1.22): определенной температуре соответствует определенный цвет. Как правило, на дисплее отображается диапазон температуры видимой в объектив поверхности. Типовое разрешение современных тепловизоров составляет $0,1^\circ\text{C}$.

В наиболее бюджетных моделях тепловизоров информация записывается в память устройства и может быть считана через интерфейс подключения к компьютеру. Такие тепловизоры обычно применяют в паре с ноутбуком или персональным компьютером, имеющим программное обеспечение, позволяющее принимать данные с тепловизора в режиме реального времени.

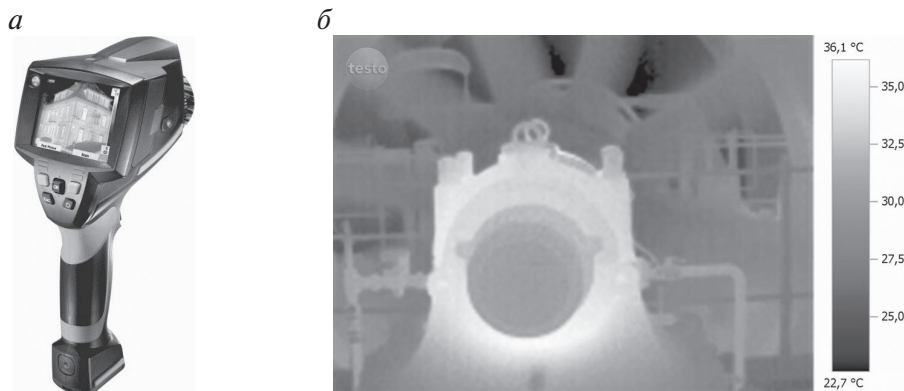


Рис. 1.22. Тепловизор:

а — общий вид; *б* — отображение на дисплее

Различают наблюдательные и измерительные тепловизоры. Первые просто делают изображение в инфракрасных лучах видимым в той или иной цветовой шкале. Измерительные тепловизоры, кроме того, присваивают значению цифрового сигнала каждого пиксела соответствующую ему температуру, в результате чего получается картина распределения температур.

Также тепловизоры подразделяются на стационарные и переносные.

Стационарные тепловизоры используются для контроля за технологическими процессами в температурном диапазоне $-40...+2000\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такие тепловизоры зачастую имеют азотное охлаждение для того, чтобы обеспечить нормальное функционирование приемной аппаратуры.

Новейшие разработки в области применения тепловизоров на базе неохлаждаемых микроболометров из кремния позволило отказаться от использования дорогостоящей и громоздкой охлаждающей аппаратуры. *Переносные приборы* обладают всеми достоинствами своих предшественников, в том числе малым шагом измеряемой температуры ($0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$), при этом позволяют применять тепловизоры в сложных оценочных работах, когда простота использования и портативность играют очень большую роль. Большинство портативных тепловизоров имеют возможность подключения к стационарным компьютерам или ноутбукам для оперативной обработки поступающих данных.

Пирометры — это приборы, предназначенные для бесконтактного измерения температуры на расстоянии. Принцип действия пирометров базируется на том, что все материальные тела излучают электро-

магнитную энергию, а интенсивность и спектр излучения этой энергии напрямую зависит от их температуры. Пирометры определяют характеристики электромагнитного излучения и на их основании автоматически вычисляют, до какой температуры нагрет объект измерения.

Два основных метода пирометрии, т. е. измерения температуры нагретых тел по излучению, — оптический и радиационный.

Радиационная пирометрия использует зависимость энергетической яркости (интенсивности) излучения от температуры в ограниченном диапазоне волн — как правило, в инфракрасном диапазоне (соответственно измерительные приборы, использующие этот метод, называются инфракрасными термометрами, инфракрасными радиометрами или инфракрасными пирометрами).

Принцип, на котором основывается радиационная пирометрия, очень прост: поскольку яркость излучения объекта прямо пропорциональна температуре, измерив и пересчитав яркость, можно получить точное значение температуры. Таким образом, ключевым узлом пирометра, работа которого основана на данном методе измерения, является датчик, преобразующий тепловую энергию в электрический сигнал (ток или напряжение). Тепловой луч фокусируется оптической системой, получившийся на выходе датчика сигнал обрабатывается, а результат отображается на дисплее (индикация на современных пирометрах, как правило, цифровая).

Оптическая пирометрия основывается на зависимости спектральной характеристики излучения от температуры в диапазонах инфракрасного излучения и видимого света, другими словами, на зависимости цвета излучения от температуры. Так, тела, нагретые до 700–800 °С, испускают темно-оранжевое свечение, при температуре около 1000 °С цвет становится ярко-оранжевым, при 2000° — ярко-желтым, а при 2500 °С — практически белым. Известно два основных типа оптических пирометров:

- яркостный пирометр определяет температуру тела путем визуального сравнения излучения объекта в видимом спектре с излучением эталонной нити. Оператор смотрит в окуляр на измеряемый объект и регулирует величину пропускаемого через нить электрического тока, при этом нить в окуляре совмещается с изображением объекта. Как только получается подобрать такое значение, при котором цвет нити совпадает с цветом объекта, изображение нити как бы «растворяется» на фоне объекта (отсюда

другое название яркостного пирометра — пирометры с исчезающей нитью). По величине тока определяется температура измеряемого объекта;

- пирометр спектрального отношения сравнивает энергетические яркости объекта в разных областях спектра. В данном пирометре используется несколько датчиков (на практике чаще всего пара), и он измеряет энергетические яркости в разных частях спектра, а затем оценивает их отношение (отсюда другое название — пирометр спектрального отношения). Мультиспектральные пирометры обладают большей точностью в сравнении с яркостными, поэтому используются преимущественно оптические пирометры данного типа.

Пирометры также подразделяются на стационарные и переносные (рис. 1.23).



Рис. 1.23. Виды пирометров:
а — стационарный; б — переносной

Достоинства пирометров:

- обеспечивают высокую точность измерения температуры на всем диапазоне;
- надежность и стабильность результатов измерения;
- независимость результатов измерений от состояния окружающей среды (загрязнение посторонними газами, водяными парами, пылью, и т. п.);
- возможность точного измерения температуры для подвижных, вибрационных объектов;
- приборы не боятся магнитных полей и работают возле индукционных печей;
- не реагируют на частичное загрязнение объектива прибора.

Недостаток пирометров — зависимость результатов измерения от излучательной способности объекта (большинство современных пирометров оснащаются специальными регуляторами, позволяющими подстраивать прибор под свойства конкретного объекта).

1.4.3. Цветовые температурные индикаторы

Цветовые индикаторы температуры (термоиндикаторы) — это вещества, изменяющие свой цвет в зависимости от температуры. По принципу действия термоиндикаторы подразделяются на четыре основных типа: термохимические; плавления; жидкокристаллические; люминесцентные.

Термохимические индикаторы — сложные вещества, которые при достижении определенной температуры резко изменяют свой цвет за счет химического взаимодействия компонентов. Они обеспечивают точность измерения температуры в пределах 5–10 °С.

Термоиндикаторы плавления изменяют цвет в результате плавления одного или нескольких их компонентов, имеющих строго определенную температуру плавления. Погрешность измерения температуры этими индикаторами составляет 0,5–1,5 %, реже 2,5 %, что примерно соответствует точности измерения температуры наиболее распространенными измерительными приборами.

Жидкокристаллические термоиндикаторы — вещества, которые в определенном интервале температур переходят в жидкокристаллическое состояние, обладающие свойством при незначительном изменении температуры (иногда в пределах десятых долей градуса) так изменять свою структуру, что падающий на них луч света разлагается и отражается с изменением цвета.

Люминесцентные термоиндикаторы в зависимости от температуры изменяют либо яркость, либо цвет, либо цветовой тон излучения. Погрешность измерения температуры термоиндикаторами составляет 0,1–0,5 %.

По способности к физико-химическим превращениям термоиндикаторы делятся на три группы: обратимые, необратимые и квазиобратимые. К обратимым относятся термоиндикаторы, которые, изменяя цвет после нагревания до или выше температуры перехода, восстанавливают первоначальный цвет при понижении температуры ниже кри-

тической. Такие термоиндикаторы можно использовать многократно. Необратимые индикаторы указанным свойством не обладают, и их первоначальный цвет после охлаждения не восстанавливается. Квазиобратимые термоиндикаторы восстанавливают первоначальный цвет при понижении температуры постепенно, под воздействием влаги, имеющейся в воздухе. Их также можно использовать многократно.

Термоиндикаторы плавления являются только необратимыми, а жидкокристаллические и люминесцентные — обратимыми. Термохимические индикаторы могут быть обратимыми, необратимыми и квазиобратимыми.

Ряд термоиндикаторов имеет один строго определенный температурный переход, а другие имеют их несколько. Термоиндикаторы плавления изменяют свой цвет однократно, остальные — многократно.

Серийно выпускаются термоиндикаторы трех типов: термохимические в виде краски и карандашей; термоиндикаторы плавления в виде краски; жидкокристаллические в виде порошка или его раствора в хлороформе.

В состав всех термоиндикаторов входят четыре компонента: термопигменты, связующие, растворители и наполнители. Термопигменты являются обязательной составной частью термоиндикаторов. Состав и характеристики некоторых термопигментов, входящих в состав термохимических необратимых индикаторов, приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

**Характеристики необратимых термопигментов,
однократно изменяющих цвет**

Название и химическая формула	Цвет до нагрева	Температура перехода, °C	Цвет после нагрева
Фторсиликат кобальта CoSiF_6	Бледно-розовый	100	Ярко-розовый
Метаванадий аммония NH_4VO_3	Белый	150	Коричневый
Азотнокислый свинец $\text{Pb}(\text{NO}_3)_2$	Бесцветный	215	Красный
Кобальт щавелевокислый CoC_2O_4	Светло-красный	280	Черный
Карбонат кадмия CdCO_3	Белый	360	Коричневый
Оксид свинца PbO	Красный	489	Желтый
Сульфид кобальта CoS	Серый	680	Красный

Метод нанесения — окраска поверхности.

Метод, на котором основано действие, — изменение структуры, происходящее из-за химического взаимодействия компонентов при определенной температуре. Например, ТП-560 (исходный цвет — белый, при $t > 560\text{ }^{\circ}\text{C}$ — прозрачный).

Чувствительность термокрасок — $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

1.4.4. Измерение скоростей потока

На практике широкое распространение получили газодинамические методы измерения, основанные на преобразовании температуры полного и статического давлений потока. Датчики такие же, что и для измерения давления.

Однако такие методы дают осредненные по времени результаты. Для измерения скоростей, быстро изменяющихся во времени, применяют термоанемометры с нагретой нитью.

Основным чувствительным элементом термоанемометра (рис. 1.24) является нить, представляющая собой тепловой преобразователь. Ее температура связана со скоростью потока. Соответственно при изменении температуры нити будет меняться ее сопротивление, которое и является выходным параметром.

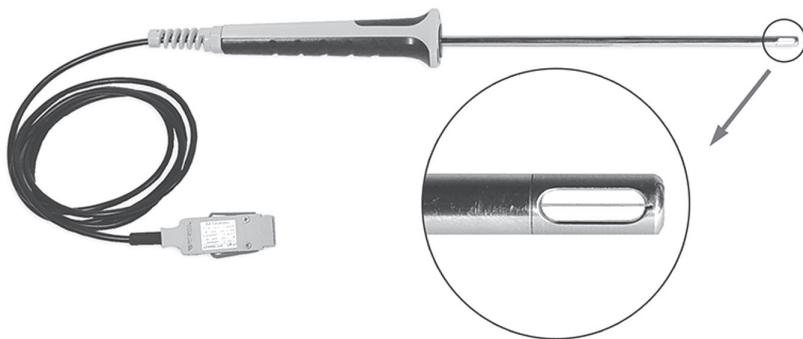


Рис. 1.24. Термоанемометр

Нить выполняется из проволоки; материалы проволоки — платина и вольфрам, диаметр 5–20 микрон, длина 2–10 мм, время реакции — 0,6 миллисекунды.

Однако при проведении измерений с помощью анемометра есть ограничения:

- нить воспринимает в основном перпендикулярные составляющие скорости. Следовательно, если необходимо измерение нескольких составляющих скорости, то необходимо использовать несколько нитей одновременно;
- среднеквадратичные пульсации потока не должны превышать 0,3 от средней скорости.

Также для измерения скоростей используют оптические методы.

Бывают два типа схем:

- схема с опорным пучком;
- дифференциальная схема.

1.4.5. Измерение расходов жидкостей и газов

Для измерения расхода газа главным образом применяются косвенные методы, базирующиеся на закономерностях газовой динамики. Главное уравнение, основанное на газовой динамике:

$$G_v = m_{кр} \mu_{вх} F_{вх} P^* q(\lambda_{вх}) / \sqrt{T^*},$$

где $m_{кр}$ — постоянная, $m_{кр} = \text{const}$; $\mu_{вх}$ — коэффициент расхода, зависящий от площади сечения; $F_{вх}$ — площадь трубопровода; P^* , T^* — полное давление и температура; $q(\lambda_{вх})$ — приведенная площадь.

Средства измерения зависят от проходного диаметра. Достаточно легко с высокой надежностью и точностью определяются расходы для малых и средних проходных диаметров.

В качестве средств измерений могут выступать (рис. 1.25):

- расходомерная диафрагма (достоинство — низкая стоимость; недостаток — высокие локальные потери);
- расходомерное сопло;
- труба Вентури (достоинство — мини-гидравлические потери).

Наиболее широкое распространение получили сопловые решетки: профилируются по специальным законам и работают при сверхкритических перепадах давлений. Обеспечивают неопределенность измерений порядка 0,5–0,7 %.

Малочувствительны к полю скоростей.

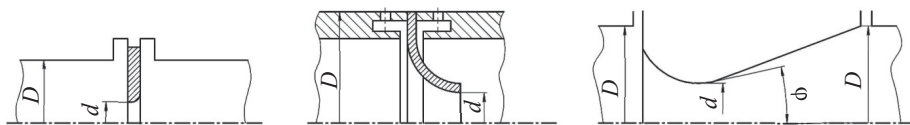


Рис. 1.25. Расходомеры

Оценка расхода воздуха в осевом компрессоре:

- определение расхода с помощью лемнискатного насадка (малые потери, удовлетворительная точность измерений);
- осреднительные напорные трубки.

1.4.6. Измерение расходов жидкости

Основано на измерении времени протекания через систему определенного объема или массы жидкости.

Наиболее широкое распространение получили турбинные расходомеры (рис. 1.26). Приведенная погрешность составляет 0,5 %.

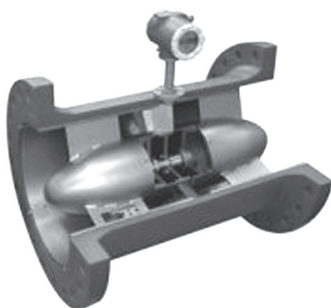


Рис. 1.26. Турбинный расходомер

Наиболее точное измерение расхода жидкого топлива возможно с помощью тарированных мерных баков (весовых или объемных). Возможная конструкция мерных баков приведена на рис. 1.27.

Такая схема включения позволяет в течение длительного времени производить непрерывное измерение расхода топлива. При точности отсчета уровня в баке 1 мм, погрешности тарировки $\pm 0,2\%$, погрешности в определении плотности топлива и времени опыта в 0,1 % суммарная погрешность измерения не превышает 0,2–0,5 %.

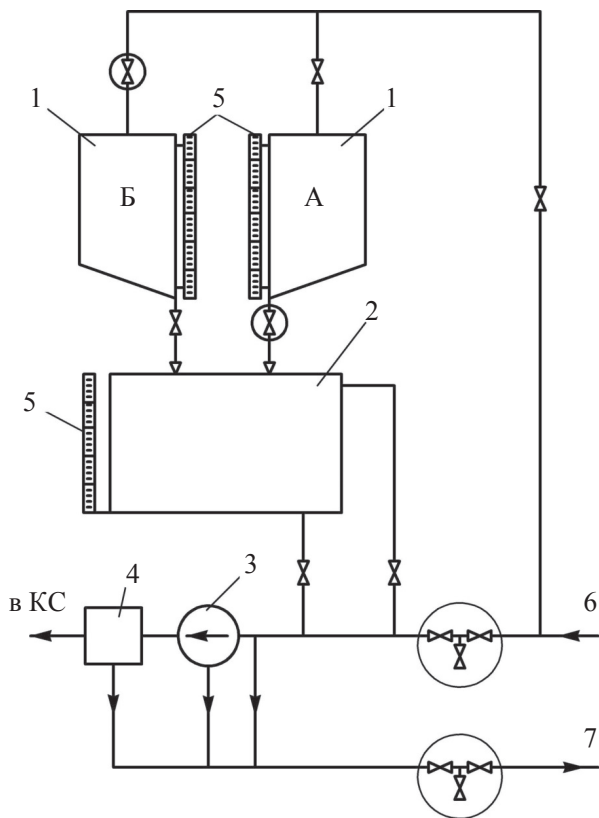


Рис. 1.27. Мерные баки для непрерывного измерения расхода жидкого топлива:

1 — мерные баки; 2 — расходный бак; 3 — насос второго подъема; 4 — блок регулирования;
5 — уровнемеры; 6 — подвод топлива; 7 — возврат в нефтенасосную станцию

Кружком обведены закрытые при работе через баки вентили. Бак А заполняется, бак Б сливается.

Баки включаются в линию между насосами первого и второго подъема, подающими топливо к форсункам камер сгорания ГТУ. Давление в мерных баках атмосферное, следовательно, применение их возможно только в тех случаях, когда топливные насосы второго подъема могут нормально работать с небольшим подпором на всасе. Так как все сливы топлива из системы регулирования, сальников насосов второго подъема и тому подобного направляются в расходный (нижний) бак, непосредственно измеряется расход топлива, поступающего в камеру сгорания. При пользовании данной схемой необходимо тщательно контролировать плотность запорной арматуры на всех линиях. Тем-

пературу топлива следует измерять не только в уровнемерах, но и в самих баках с тем, чтобы можно было определить изменение геометрических размеров бака при изменении температуры. Во избежание ошибок из-за капиллярности диаметры трубок уровнемеров должны быть не менее 12–14 мм. Время при работе с мерными баками измеряется секундомером. Отсчеты времени производятся после слива каждого мерного бака, через 5–10 мин. Количество слитого из мерных баков топлива, а также топлива, израсходованного (или добавленного) из нижнего бака в течение опыта, определяется по разности уровней с помощью тарировочных графиков или таблиц $B_T = f(\rho l)$ (паспорт конкретного прибора) с учетом температурных поправок в случае необходимости. При испытаниях газотурбинных двигателей применяются мерные баки более совершенных конструкций: как объемные (колбы, штрихпроберы), так и весовые.

Для измерения расхода топлива в ГТУ могут быть использованы объемные счетчики. Показанный на рис. 1.28 счетчик с овальными шестернями предназначен для измерения жидкостей, имеющих вязкость 6–60 мм²/с. Основным его элементом является измерительная камера с двумя шестернями, которые приводятся во вращение протекающим топливом. При небольшой вязкости жидкости применяются счетчики типа СВШ, при высокой вязкости и опасности застывания — счетчики типа СШМ с обогревом, который выполняется в виде паровой рубашки. Погрешность измерения расхода с помощью счетчиков с овальными шестернями не превышает $\pm 0,5\%$ при расходах жидкости в пределах 10–100 % номинального. При меньших расходах она возрастает до $\pm (2–3)\%$.

Существуют так называемые расходомеры постоянного перепада, или ротаметры. Ротаметры используются в промышленных и лабораторных условиях для измерения небольших объемных расходов жидкостей (верхние пределы 0,002–70 м³/ч) или газов (верхние пределы 0,05–600 м³/ч) в вертикальных трубопроводах диаметром 3–150 мм.

Ротаметры обладают рядом достоинств: простота устройства; возможность измерения малых расходов жидкостей и газов в трубопроводах малых диаметров; высокая точность при индивидуальной градуировке прибора; малая потеря давления; практически равномерная шкала; динамический диапазон $G_{в.п.}/G_{н.п.}$ достигает десяти.

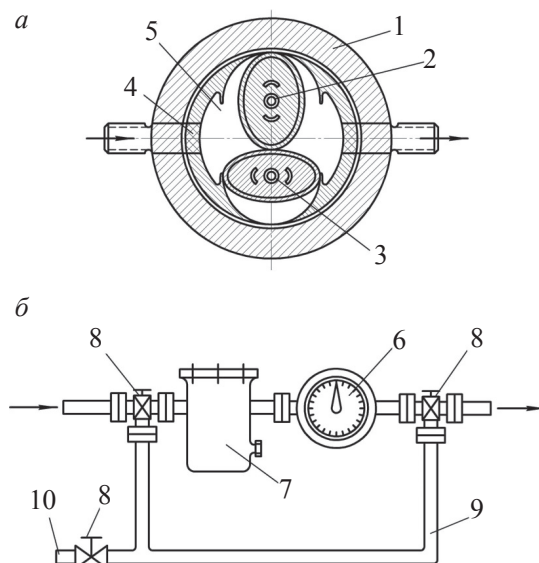


Рис. 1.28. Счетчик расхода с овальными шестернями:

a — схема прибора (1 — корпус; 2 — ось; 3 — цапфа с приводом; 4 — защитное сито; 5 — измерительная камера); *б* — схема включения прибора (6 — счетчик; 7 — фильтр; 8 — вентили; 9 — обводная линия; 10 — открытый дренаж)

Недостатками ротаметров являются:

- необходимость установки только на вертикальных участках трубопроводов;
- трудности дистанционной передачи показаний и записи;
- непригодность для измерения расхода сред с высокими давлением и температурой.

В простейшем виде ротаметр представляет собой вертикальную коническую (расходящуюся вверх) стеклянную трубку 1 (рис. 1.29), внутри которой располагается поплавков 2. Поплавки могут иметь различную форму. Одна из форм — цилиндрическая с нижней конической частью и верхним бортиком с вырезанными на нем косыми канавками. Контролируемая среда при протекании через эти канавки обеспечивает вращение поплавка, при этом он центрируется по оси трубки и устраняется его трение о стенки.

Между бортиком поплавка и стенкой трубки образуется кольцевой зазор f_k , при прохождении через который поток сужается, скорость его растет, и возникает разность между давлением p_1 в сечении А-А до начала сужения и давлением p_2 в самом узком сечении В-В кольце-

вой струи. С подъемом поплавка площадь f_k увеличивается. Принцип действия ротаметра основан на уравнивании при любом расходе силы тяжести поплавка силами, действующими на него со стороны жидкости. При этом вертикальное положение поплавка будет однозначно связано с расходом.

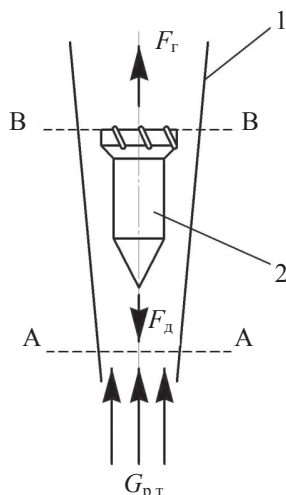


Рис. 1.29. Схема ротаметра:

1 — стеклянная трубка; 2 — поплавок

Перепад давления на поплавке оказывается не зависящим от расхода. Поэтому ротаметры относятся к группе расходомеров постоянного перепада.

Положение поплавка зависит не только от расхода, но и от плотности контролируемой среды, т. е. градуировка ротаметра должна производиться с ее учетом. Из-за большого разнообразия контролируемых сред ротаметры подразделяются на две группы: для жидкостей, которые градуируются на воде, и для газов, которые градуируются на воздухе. Если такие ротаметры используются для измерения расхода других сред, то их показания нужно умножать на поправочный множитель k .

Наибольшее влияние на погрешность оказывает изменение структуры потока вследствие турбулентности, погрешность определения плотности среды, отличие действительных размеров трубки и поплавка от расчетных, отличие массы поплавка от расчетной. Эти погрешности имеют достаточно большие значения, причем некоторые из них возрастают к началу шкалы.

Основная погрешность ротаметров обычно равна $\pm(2-3)\%$, при индивидуальной градуировке она может быть уменьшена до $\pm(0,5-1)\%$. Обычно нижний предел измеряемого расхода ротаметра составляет 0,1 от верхнего предела. Важным отличием ротаметров от других типов расходомеров является незначительная и почти постоянная в рабочем диапазоне потеря давления. У стандартных расходомеров она не превышает 10 кПа для жидкостных приборов и 5 кПа для газовых.

Ротаметры выпускаются нескольких типов. Стекланные показывающие ротаметры типа РМ имеют шкалу, нанесенную на наружную поверхность конической стеклянной трубки. Шкалы могут градуироваться в различных единицах: в единицах расхода, в процентах от максимального деления, в миллиметрах, в долях отношений диаметра трубки к диаметру поплавка. Очевидно, что в последних случаях ротаметр снабжается градуировочной характеристикой.

Показания считываются по положению верхней горизонтальной плоскости поплавка. Ротаметры со стеклянной конической трубкой применяются для измерения расхода газов или прозрачных жидкостей, находящихся под давлением не более 0,6 МПа (6 кгс/см²).

Для измерения расхода сред с избыточным давлением до 6,4 МПа (64 кгс/см²) используются ротаметры с металлической конической трубкой. Обычно такие ротаметры снабжаются дифференциально-трансформаторными или пневматическими преобразователями для дистанционной передачи показаний. Основная приведенная погрешность ротаметров с дифференциально-трансформаторным преобразователем в комплекте с вторичным прибором составляет $\pm 2,5\%$, с пневматическим выходным сигналом $\pm(1,5-2,5)\%$.

В зависимости от диапазона измерения, плотности и агрессивности среды поплавки изготавливаются из нержавеющей стали, титана, алюминиевых сплавов, пластмассы, фторопласта.

1.4.7. Измерение силы

Силоизмерители должны измерять силы при малых перемещениях рычага.

Силоизмерители (динамометры) бывают пневматическими, гидравлическими, упругими.

В зависимости от способа уравнивания выделяют ряд групп силоизмерителей:

- механические (достоинства — предельная простота, высокая надежность, высокая точность; недостаток — ограничение по предельному измеряемому усилию);
- силоизмерители с упругим чувствительным элементом.

Деформация упругого элемента (рис. 1.30) пропорциональна приложенной силе.

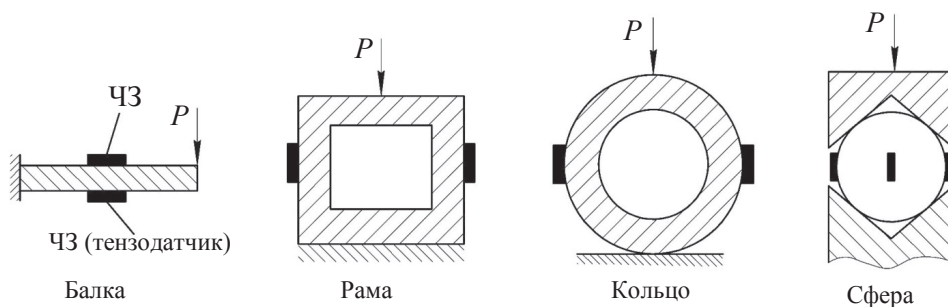


Рис. 1.30. Силовизмерители с упругим элементом

Достоинства силоизмерителя:

- ничтожно малые перемещения;
- высокая чувствительность (в своем диапазоне);
- выходной сигнал электрический;
- способность воспринимать переменную нагрузку;
- учет многокомпонентных усилий.

Недостатки силоизмерителя:

- температурная чувствительность;
- гистерезис;
- остаточные пластические деформации;
- наличие собственной частоты колебаний.

Деформация упругого элемента преобразуется в электрический сигнал с помощью тензорезисторных, емкостных, индуктивных, струнных и других первичных преобразователей. Сплошные элементы воспринимают усилие более 10 кН, полые — до 10 кН.

Широкое применение нашли вибрационно-частотные преобразователи, предназначенные для статических и медленно изменяющихся усилий (рис. 1.31).

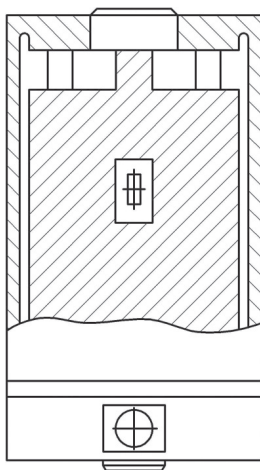


Рис. 1.31. Электромагнитный силоизмеритель

Электромагнитные преобразователи возбуждают колебания и измеряют собственную частоту виброперемычки.

Допускаемая погрешность зависит от величины усилия.

Градуировочная характеристики каждого преобразователя индивидуальна.

Достоинства электромагнитных преобразователей:

- компактные;
- воспринимают усилия до 1000 кН.

Принцип действия гидравлических (пневматических) силоизмерителей основан на уравнивании давления на диафрагму (рис. 1.32). Имеется корпус 3, диафрагма 2, игла 4, насос 1.

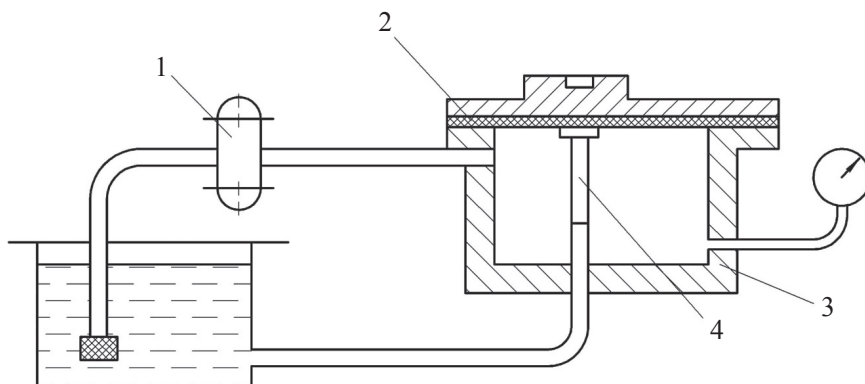


Рис. 1.32. Схема гидравлического силоизмерителя

Недостатки гидравлических силоизмерителей:

- гистерезис;
- мембраны;
- сжимаемость жидкости;
- наличие растворенных газов;
- влияние температуры;
- неспособность воспринимать знакопеременную нагрузку.

В качестве рабочих жидкостей могут использоваться глицерин и силиконовые масла.

1.4.8. Измерение частоты вращения

При определении мощности механическим методом

$$N = M_{\text{кр}} n$$

необходимо с высокой точностью (с погрешностью не более 0,25 %) знать частоту вращения ротора.

Приборы для измерения частоты вращения называются тахометрами. Диапазон частот вращения до 10000 об/мин.

Тахометры основаны на различных принципах действия:

1. Магнитоиндукционные тахометры (рис. 1.33).

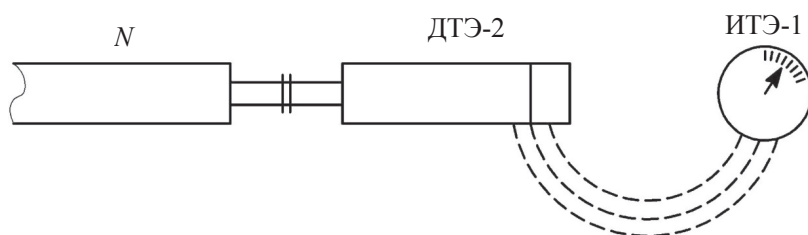


Рис. 1.33. Схема магнитоиндукционного тахометра:

N — частота вращения ротора; ДТЭ-2 — датчик тахометра (своего рода 3-фазный электрогенератор переменного тока); ИТЭ-1 — измеритель тахометра

Измеритель (рис. 1.34) содержит электродвигатель, ротор которого соединен со стрелкой через магнитопровод. Угол поворота стрелки пропорционален частоте вращения.

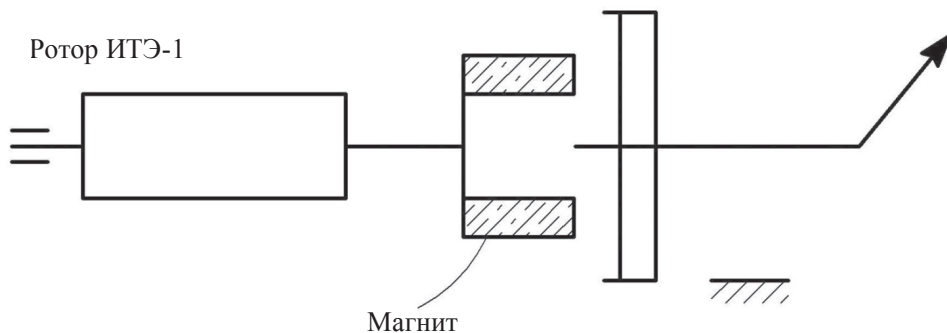


Рис. 1.34. Измеритель ИТЭ-1

Точность такой системы высока — 0,5...1,1 %, но недостаточна (0,25 %).

Погрешность этих средств измерений 0,2–0,5 %.

2. Электроиндукционные тахометры.

Колесо должно быть выполнено из ферромагнитного материала (сталь).

При вращении в катушке датчика наводится переменный ток частотой $f = nZ$, где n — частота вращения, с^{-1} ; Z — число зубцов (удобно брать $Z = 60$, тогда $n = f$ (Гц)). Для измерения частоты применяют частотомеры — промышленно выпускаемые высокоточные приборы с точностью измеряемой частоты до 1 Гц (абсолютная погрешность $\Delta f = 1$).

Таким образом, относительная погрешность $\delta n = \frac{1}{nZ}$. Например, $n = 6000$ об/мин, $f = 100$ Гц, $Z = 60$, $\delta n = \frac{1}{6000} \cdot 100 \% = \frac{100 \%}{6000} = 0,017 \%$.

Достоинства тахометров:

- простота;
- зубья можно выполнить либо на валу, либо в качестве зубьев могут быть использованы болты и даже сами лопадки.

Недостатки тахометров:

- наводки (электромагнитные шумы);
- амплитуда сигнала пропорциональна оборотам.

1.4.9. Измерение вибрации

Вибрация характеризуется амплитудой, виброскоростью и виброускорением. Наиболее широко используются преобразователи сейсмического типа (рис. 1.35) в основе которых лежит использование инерционной массы, имеющей подвес.

По характеру генерируемого сигнала можно оценивать амплитуду колебаний, ускорений и частоту колебаний.

Недостаток — большая погрешность, порядка 10 %.

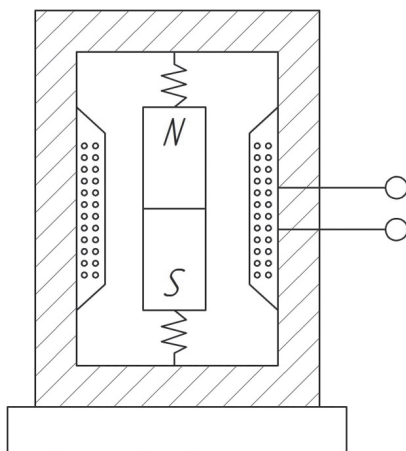


Рис. 1.35. Преобразователь сейсмического типа

1.4.10. Измерение радиальных зазоров

Измерение радиальных зазоров проводят:

- методом срабатываемых элементов;
- методом подводимых щупов;
- с помощью оптических преобразователей.

Как известно, увеличение относительных радиальных зазоров газотурбинных двигателей (т. е. расстояния между внутренней поверхностью корпуса и торцами роторных лопаток) на 1 % приводит к снижению КПД двигателя примерно на 3 % и перерасходу топлива почти на 10 %. В процессе работы роторной машины различные элементы газозоудного тракта под воздействием температуры в разной степени изменяют свои линейные размеры, поэтому возможно либо чрезмер-

ное увеличение радиального зазора, либо задевание роторных лопаток за корпус.

Измерение истинного значения радиальных зазоров в процессе функционирования ГТД и использование результатов измерения для управления величиной зазоров в процессе испытаний и штатной эксплуатации роторных машин позволяют существенно улучшить их технико-экономические параметры и надежность. Для практического измерения величины радиальных зазоров ГТД применяют аппаратуру, основанную на использовании механических или неконтактных (емкостных, вихретоковых, оптических и др.) первичных преобразователей (датчиков). Механические датчики в виде различных щупов (рис. 1.36) и конструкций не позволяют измерять радиальные зазоры при их увеличении и в большинстве случаев не обеспечивают оперативный контроль. Недостатком перечисленных неконтактных датчиков является сложность обеспечения требуемой точности измерения радиальных зазоров при воздействии на первичные преобразователи высокой температуры, что затрудняет их использование на турбинах низкого и высокого давления.

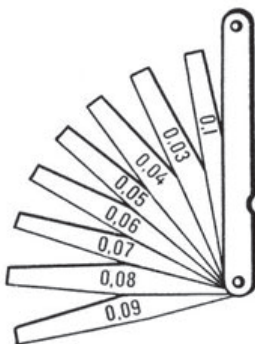


Рис. 1.36. Набор щупов

Для измерения радиальных зазоров также может быть использован микроволновый метод (рис. 1.37), представляющий собой адаптированный к условиям газотурбинного двигателя фазовый метод измерения расстояний с использованием электромагнитных СВЧ-колебаний, который заключается в том, что расстояние L , пройденное до отражающего объекта, определяют через измерение разности фаз $\Delta\phi$ излучаемого и принятого сигналов:

$$\Delta\varphi = 4\pi L/\lambda, \quad (1.1)$$

где L — измеряемое расстояние; λ — длина волны СВЧ-колебания.

Измерение разности фаз осуществляют, как правило, с помощью фазового детектора, имеющего периодическую зависимость выходного сигнала от разности фаз сигналов на его входах:

$$U_{\text{вых}} = U_0 \sin \Delta\varphi, \quad (1.2)$$

где $U_{\text{вых}}$ — выходное напряжение фазового детектора; U_0 — амплитуда напряжения фазового детектора.

В соответствии с выражением (1.2), полная разность фаз определяется как

$$\Delta\varphi = \varphi_1 + 2\pi n, \quad (1.3)$$

где φ — значение разности фаз, лежащее в диапазоне $0 < \varphi_1 < 2\pi$, $\varphi_1 = \arcsin (U_{\text{вых}}/U_0)$; n — целое число, $n = 0, 1, 2, \dots$.

С учетом формул (1.1) и (1.3) выражение для определения радиальных зазоров с использованием непрерывных СВЧ-сигналов может быть записано в следующем виде:

$$L = \lambda (\varphi_1 + 2\pi n)/4\pi.$$

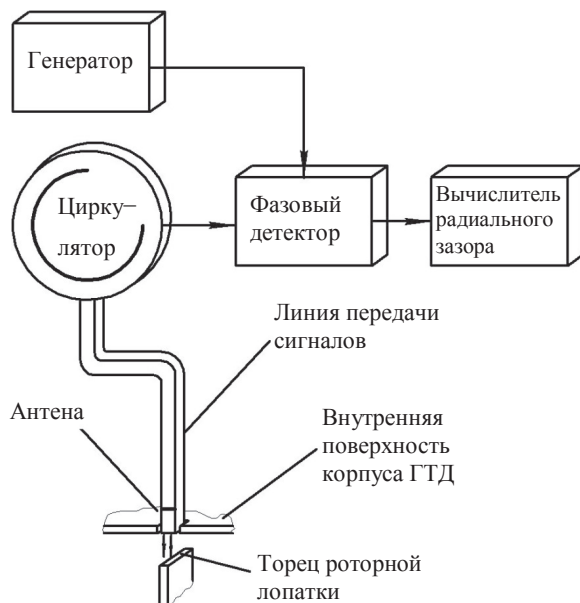


Рис. 1.37. Микроволновой метод измерения зазоров

Поскольку в большинстве случаев величина радиального зазора не превышает 2–10 мм, она может быть однозначно определена с использованием электромагнитных колебаний частотой 7–38 ГГц (длина волны 8–40 мм).

Основное преимущество радиолокационного измерения радиальных зазоров состоит в том, что в точке измерения радиальных зазоров над верхними кромками роторных лопаток устанавливается только приемоизлучающая антенна, а радиоэлектронная аппаратура, обеспечивающая формирование зондирующих сигналов, прием отраженных сигналов и их обработку (активный микроволновый блок), размещается в «комфортных» условиях на удалении от «горячей» точки, в которой установлена антенна. При этом передача зондирующих сигналов от СВЧ-блока к антенне и отраженного сигнала от антенны к СВЧ-блоку может осуществляться с использованием коаксиальной или волноводной линии передачи сигналов значительной длины. Особенность измерения радиальных зазоров роторных машин состоит в том, что требуется выполнение измерений, желательно по каждой лопатке рабочего колеса, в широком температурном диапазоне ($-60...+1600$ °С) при воздействии на измерительное оборудование вибрации ($g = 10...60$) сложной спектральной структуры.

Известные нам методы измерения радиальных зазоров, основанные на измерении фазы с использованием микроволновых датчиков, могут отличаться между собой схемой измерения, типом фазового детектора, рабочей длиной волны, типом и конструкцией антенн и линий передачи сигналов, реализованными методами минимизации влияния температуры и вибрации на результаты измерения и принципами калибровки. Тем не менее в подавляющем большинстве случаев аппаратура, осуществляющая эти измерения, выполняется в соответствии с обобщенной структурной схемой, представленной на рис. 1.37. Точность измерения фазы в микроволновой системе определяется стабильностью излучаемых колебаний, шумами тракта обработки и теоретически позволяет измерять расстояние с точностью до тысячных долей микрона.

1.5. Определение погрешности измерений

Погрешностью называют некоторую величину, на которую истинное значение измеряемой величины отличается от результата измерения:

$$\pm \Delta = x - x_{\text{изм.}}$$

Возникновение погрешности связано с несовершенством методов и средств измерений, влиянием условий и неправильными действиями людей.

Классификация видов погрешностей:

- грубые погрешности, которые появляются из-за неисправности средств измерения;
- систематические погрешности, которые характеризуются тем, что постоянны во времени или изменяются по некоему закону:
 - *погрешность метода*, обусловленная тем, что недостаточно проработана теория или недостаточно проработаны допущения;
 - *инструментальные погрешности*, обусловленные конструкцией прибора;
 - *дополнительные погрешности*, вызванные отличием фактических условий от расчетных (неправильная установка);
 - *динамические погрешности*, вызванные инерционными свойствами измерений;
 - *личные погрешности*, связанные с индивидуальными особенностями и квалификацией наблюдателя.

Систематические погрешности учитываются в виде поправок, которые выводятся экспериментально. Точность определения поправки называется неисключенным остатком систематической погрешности;

- случайные погрешности, которые вызываются неконтролируемыми изменениями условий измерения и параметров средств измерений.

Случайная погрешность является суммой собственно погрешности и неисключенного остатка.

Случайные величины наиболее полно характеризуются интегральной или дифференциальной функцией распределения.

Графики интегральной и дифференциальной функций распределения (рис. 1.38) показывают, насколько вероятно попадание измеренной величины в истинное значение.

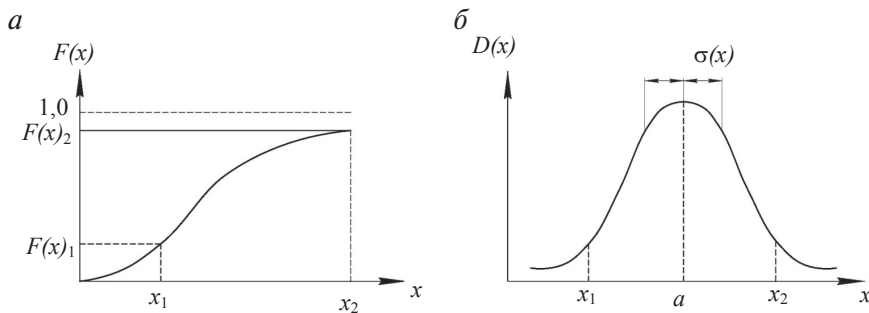


Рис. 1.38. Зависимости:

a — интегральная; *б* — дифференциальная

Большой интерес представляет математическое ожидание и дисперсия.

Математическое ожидание характеризует расположение центра распределения, вокруг которого группируются возможные значения случайной величины. Определять его можно как среднее арифметическое (M):

$$M = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}.$$

Дисперсия $\sigma^2(x)$ характеризует рассеивание случайной величины вокруг его математического ожидания.

В метрологии используют нормальное распределение случайных величин.

Попадание действительной (измеренной) величины в истинное значение определяется по законам теории вероятностей. На практике используются доверительный интервал и доверительная вероятность.

Доверительный интервал выражает точность измерений. Доверительная вероятность показывает, с какой вероятностью мы попадаем в данный интервал.

В интервальном виде погрешность измерений можно записать следующим образом:

$$T = 450 \text{ K} \pm 2 \text{ K}; \gamma = 0,95.$$

В большинстве практических задач доверительная вероятность допускается 0,95. Однако в особо ответственных случаях вероятность допускается 0,97, а в авиационной технике — 0,995.

Погрешность представляется в двух видах — абсолютная и относительная.

Если погрешность выражена в единицах измеряемой величины, то она называется абсолютной. Обозначается абсолютная погрешность Δ .

Относительная погрешность обозначается σ и рассчитывается по формуле $\sigma = \Delta / x_{\text{изм}}$.

Для характеристики средств измерений применяется приведенная погрешность — это отношение абсолютной погрешности к некоторому нормирующему значению.

В качестве нормирующего принимается либо наибольшее значение, если нулевая отметка расположена на краю или вне диапазона измерения, либо сумма модулей предела измерений, если нулевая отметка лежит внутри шкалы измерения.

Для ряда средств измерений устанавливается класс точности, являющийся обобщенной характеристикой средств измерений.

Под пределом допускаемой основной погрешности понимается наибольшая по модулю погрешность средства измерения, при которой оно может быть признано годным в стандартных условиях.

Динамические свойства средств измерений нормируют полосу пропускаемых частот и время установления выходного сигнала.

1.6. Методы испытаний газотурбинных установок

Наиболее важными с точки зрения комплексной оценки показателей ГТУ являются контрольные испытания перед вводом ГТУ в эксплуатацию. Они регламентируются ГОСТ 20440–75 «Установки газотурбинные. Методы испытаний».

Рассмотрим основные положения этого нормативного документа. Область приложения стандарта:

- стационарные энергетические ГТУ;
- приводные ГТУ;
- конвертированные судовые и авиационные ГТД, входящие в состав стационарных ГТУ.

Стандарт распространяется на контрольные испытания ГТУ.

Мероприятия по контрольным испытаниям (КИ):

- контрольным испытаниям подвергаются серийные образцы ГТУ;
- КИ проводятся перед вводом ГТУ в эксплуатацию;
- цель КИ — проверка соответствия ГТУ требованиям ГОСТов и технической документации.

Объем КИ ГТУ:

- проверка теплотехнических показателей:
 - определение мощности;
 - определение КПД или удельного расхода тепла;
- проверка рабочих характеристик:
 - комплексное опробование ГТУ при длительной непрерывной работе с номинальной нагрузкой;
 - проверка работы и характеристик защитных устройств;
 - проверка работы и характеристик САР;
 - проверка вибрационных характеристик;
 - проверка надежности пусков;
 - проверка характеристик пускового процесса;
 - определение характеристик отдельных элементов ГТУ (турбин, компрессоров, камер сгорания, ТООА);
 - определение вредных выбросов в окружающую среду;
 - определение шумовых характеристик;
 - определение тепловыделений;
 - проверка работы противообледенительной системы.

Место проведения КИ:

- как правило КИ должны проводиться на месте эксплуатации ГТУ;
- как правило допускается проводить КИ или их этапы на стендах заводов-изготовителей. В этом случае должна быть проведена проверка соответствия условий испытаний условиям в эксплуатации.

Сроки испытаний устанавливаются соглашением изготовителя и заказчика с учетом темпа подготовки ГТУ к КИ. Готовность ГТУ к КИ подтверждается актом.

Условия проведения КИ:

- КИ должны проводиться в нормальных условиях:
 - для воздуха в среде входного патрубка компрессора (КНД):
 - полное давление $1,033 \text{ кг/см}^2$ (101234 Па);
 - полная температура 15°C ;

- относительная влажность 60 %;
- для уходящих газов в среде выходного патрубка турбины (ТНД) или регенератора:
 - статическое давление 1,033 кг/см²;
- при охлаждении циклового воздуха температура охлаждающего агента (воды) составляет 15 °С;
- топливо должно быть штатным или с эквивалентными свойствами;
- режимы КИ:
 - при максимальной нагрузке (максимальная температура);
 - при номинальной нагрузке;
 - при нагрузке 75 % от номинальной;
 - при нагрузке 50 % от номинальной;
 - при нагрузке 25 % от номинальной;
 - на холостом ходу (без нагрузки);
 - при расчетном отношении T_{IT}/T_{IK} , где T_{IT} — температура газов на входе в турбину; T_{IK} — температура воздуха на входе в К (КНД);
- режимы во время КИ должны быть установившимися, т. е. время работы ГТУ до начала измерений должно быть таким, чтобы отклонения измеряемых величин были в установленных пределах (табл. 1.4);
- требования к организации измерений:
 - для измерений должны применяться приборы повышенной точности (или образцовые);
 - приборы до и после испытаний должны быть протарированы, т. е. к приборам должны быть построены тарировочные характеристики;
 - измерительные устройства не должны влиять на показатели ГТУ;
 - для контроля стабильности режима в дополнение к контрольным приборам устанавливаются самопишущие регистрирующие приборы;
 - отсчеты показаний приборов должны быть синхронизированы;
 - на каждом режиме (опыте) должно проводиться не менее 5 отсчетов показаний приборов;
 - время каждого опыта должно быть в пределах 15–60 мин;

- при обнаружении за время опыта заметных отклонений показаний приборов от средних значений число отсчетов должно быть увеличено;
- допустимые погрешности измерений сведены в табл. 1.4;

Таблица 1.4

Допустимые погрешности измерений

Измеряемая величина	Размерность	Погрешность измерений	Отклонение отсчета от среднего значения
Мощность	%	0,5	1,0
Расход топлива	%	1,0	2,0
Теплотворная способность топлива	%	0,4	2,0
Температура газов	%	0,5	1,0
Частота вращения	%	0,25	1,0
Барометрическое давление	%	0,25	0,5
Температура воздуха перед ОК	°С	0,5	2,0
Относительная влажность воздуха	%	5,0	10,0
Температура охлаждающей воды	°С	0,2	2,0
Расход охлаждающей воды	%	1,5	4,0
Разрежение на входе ОК	кгс/см ²	0,0005	0,001
Избыточное давление на выхлопе Т	кгс/см ²	0,0005	0,001
Температура топлива	°С	1	3

- первичные результаты замеров заносятся в бланки испытаний.

Исправления в бланках не допускаются. Бланки подписываются наблюдателем. Оригиналы и копии бланков и лент самопишущих приборов хранятся у заказчика и изготовителя;

- условия признания результатов испытаний недействительными:
 - отступление от программы испытаний;
 - отступление от методики испытаний;
 - значительные погрешности измерений;
 - невозможность оценить влияние отступлений от программы, методики и погрешностей на конечные результаты.

Для разных типов ГТУ установок и разных условий эксплуатации применимы различные методы измерения мощности, так как мощность может быть механическая и электрическая.

1.6.1. Измерение электрической мощности

Как известно, соединение обмоток 3-фазных генераторов возможно по двум типам (рис. 1.39).

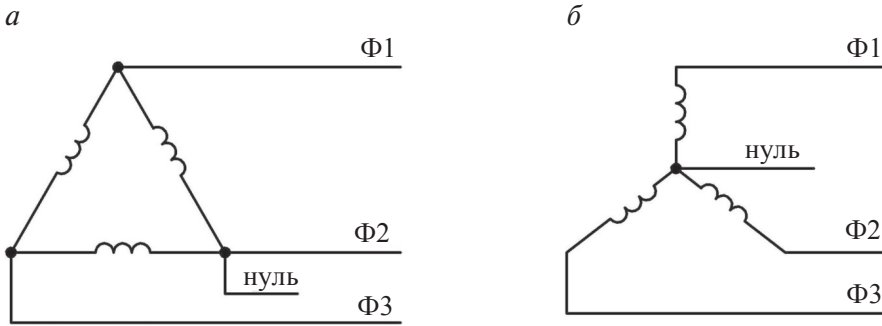


Рис. 1.39. Схемы измерения мощности:

а — с изолированной нейтралью; *б* — с заземленной нейтралью

Точность ваттметров должна быть класса не ниже 0,2 (класс — погрешность в процентах к диапазону измерения прибора).

Электрическое измерение мощности является относительно простым и достаточно точным (рис. 1.40). Проводятся на электрической станции, где необходимые приборы обычно являются штатными составляющими комплекса КИП.

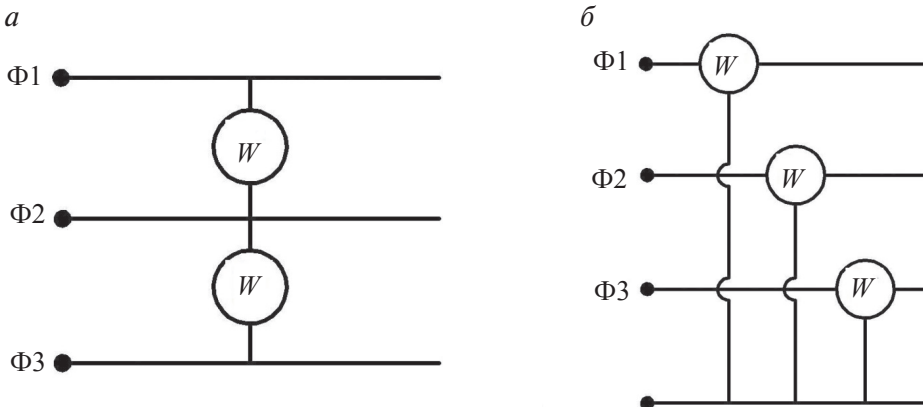


Рис. 1.40. Измерение электрической мощности:

а — при помощи двух ваттметров; *б* — методом трех ваттметров

1.6.2. Измерение механической мощности

Прямых ваттметров для измерения механической мощности не существует. В основе всех методик и средств измерений лежит базовая формула

$$N = M_{\text{кр}} n,$$

где N — мощность, Вт; $M_{\text{кр}}$ — крутящий момент двигателя (ГТ, ГТУ); n — частота вращения, 1/с.

Измерение крутящего момента производится либо с помощью тормозных динамометров (нагрузочных тормозов) механического, гидравлического, электрического типов, либо с помощью торсиометров.

Допустимая погрешность динамометра не должна превосходить 0,1 % максимального усилия во время испытаний.

Измерение частоты вращения требует оборудования валов ГТУ специальными устройствами, суммарная погрешность измерений не должна превышать 0,25 %.

Нетрудно увидеть, что погрешность измерения мощности будет не более

$$\delta N = \delta M_{\text{кр}} + \delta n = 0,25 + 0,1 = 0,35\% < 0,5\%,$$

что удовлетворяет ранее сформулированному требованию.

Механические измерения мощности обычно выполняют на стендах заводов, так как тормозные динамометры — достаточно сложные устройства, требующие квалифицированного обслуживания.

При проведении испытаний приводных ГТУ определение их мощности — весьма сложная задача, так как в этом случае мощность приходится измерять по внутренней мощности приводимых агрегатов (насосов, компрессоров, нагнетателей). В этом случае

$$N_{\text{ГТУ}} = N_{\text{агр}} + \Delta N_{\text{мех.н}},$$

$$N_{\text{агр}} = G_{\text{п}} \cdot \Delta i_{\text{н}} + \Delta N_{\text{тепл}},$$

где $\Delta N_{\text{мех.н}}$ — механические потери в приводимом агрегате; $G_{\text{п}}$ — расход рабочего тела в приводном агрегате; $\Delta i_{\text{н}}$ — измерение энтальпии рабочего тела приводимого агрегата (для газов близких к идеальным, $\Delta i_{\text{н}} = C_{\text{рн}} (t_{\text{н}}'' - t_{\text{н}}')$, здесь $t_{\text{н}}'$, $t_{\text{н}}''$ — температура рабочего тела приводимого агрегата на входе и выходе); $C_{\text{рн}}$ — теплоемкость газа; $\Delta N_{\text{тепл}}$ — тепловые потери в окружающую среду в приводимом агрегате.

Видно, что комплекс необходимых измерений здесь достаточно объемист. Соответственно возрастает и число источников погрешностей. Поэтому требования к точности измерения мощности существенно снижены: суммарная погрешность определения мощности не должна превышать 2 %.

В некоторых случаях внутренняя мощность приводимого агрегата не может быть определена с достаточной точностью вследствие, например:

- неясности со свойствами рабочего тела;
- недостаточной точности измерения изменения температуры рабочего тела;
- сложности схемы движения рабочего тела с большим числом потоков.

В этом случае мощность ГТУ определяют по балансу энергии в ней. Погрешность здесь еще выше — до 7 %.

1.6.3. Метод балансов энергии

Для схемы ГТУ с заблокированной турбиной нагрузки контрольный объем представлен на рис. 1.41:

$$N = G_{1k} i_{1k} + G_T (Q_p^H + i_T) \eta_{kc} - G_{2T} i_{2T} - G_{yT} i_{yT} - \Delta N_{\text{мех}} - \Delta N_{\text{тепл}},$$

где $\Delta N_{\text{тепл}}$ — потери тепла в окружающую среду.

В свою очередь $\Delta N_{\text{мех}}$ рассчитывается по формуле

$$\Delta N_{\text{мех}} = G_{\text{охл}} C_{p \text{ охл}} (t_{2\text{охл}} - t_{1\text{охл}}).$$

Баланс расходов:

$$G_{2T} = G_{1K} + G_T - G_{yT}.$$

Погрешность баланса мощности при такой схеме может достигать 7 %.

Для схемы со свободной турбиной применение метода баланса несколько проще и точнее за счет «уменьшения» контрольного объема (рис. 1.42).

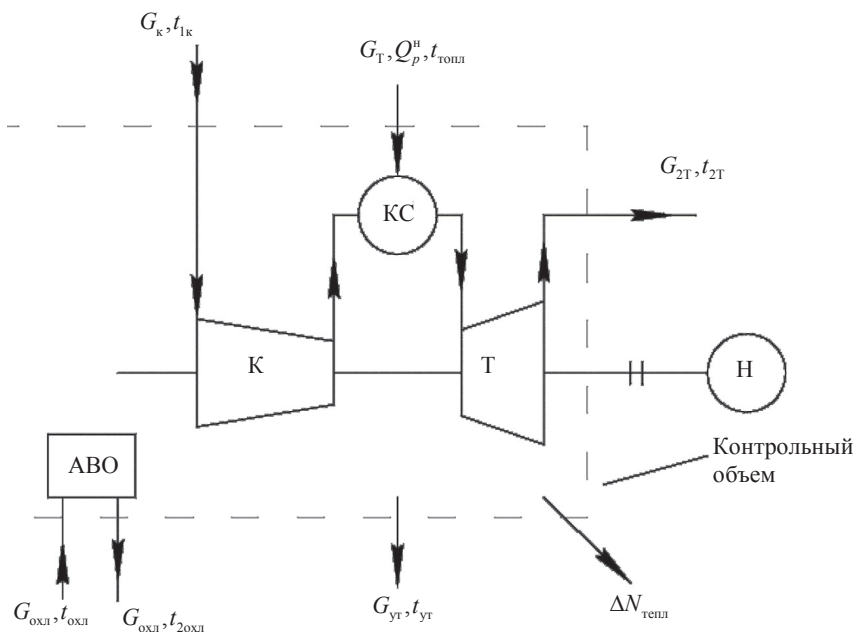


Рис. 1.41. Контрольный объем измерений:

К — компрессор; КС — камера сгорания; Т — турбина; Н — нагрузка;
АВО — аппарат воздушного охлаждения

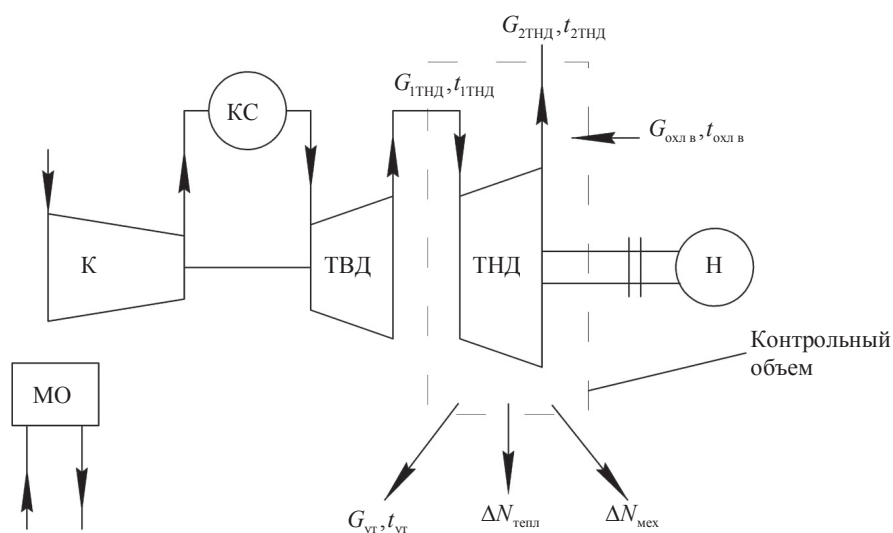


Рис. 1.42. Контрольный объем для ГТУ с ССТ:

МО — маслоохладитель; К — компрессор; КС — камера сгорания; ТВД — турбина высокого давления; ТНД — турбина низкого давления; Н — нагрузка

$$N = G_{1\text{ТНД}} i_{1\text{ТНД}} - G_{2\text{ТНД}} i_{2\text{ТНД}} + G_{\text{охл}} i_{\text{охл.в}} - G_{\text{ут}} i_{\text{ут}} - \Delta N_{\text{мех}} - \Delta N_{\text{тепл.}}$$

Погрешность баланса мощности при такой схеме может достигать 4%.

1.6.4. Прямые методы измерения мощности ГТУ

Прямые методы измерения мощности ГТУ проводятся с помощью гидротормозов и торсиометров.

Определение мощности ГТУ с помощью гидротормоза

На выходном валу ГТУ присоединяется устройство — гидротормоз. Схема и принцип действия гидротормоза показаны на рис. 1.43.

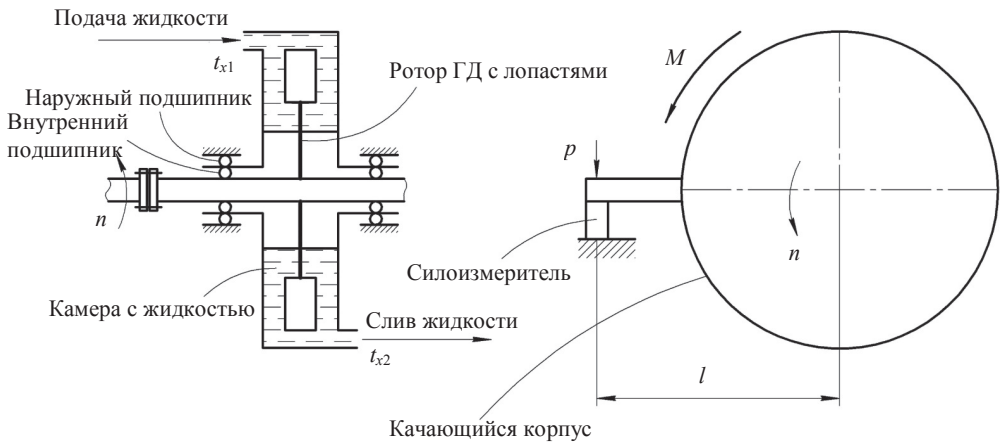


Рис. 1.43. Схема гидротормоза

Мощность подводится к ротору тормоза. Ротор и статор взаимодействуют через жидкость между ними — воду. На статоре возникает реактивный момент равный внешнему крутящему моменту. Статор обладает подвижностью за счет подвески на подшипниках. Момент от статора передается рычагом на измеритель силы. Трение ротора о жидкость и работа ее перемещения в гидротормозе приводит к поглощению подводимой мощности жидкостью. Таким образом, мощность гидротормоза рассчитывается по формулам

$$N = pln \text{ и } N_{\text{полг}} = Q_{\text{тепла}} = G_{\text{ж}} \cdot \Delta i_{\text{ж}} = G_{\text{ж}} \cdot C_{\text{ж}} \cdot \Delta t_{\text{ж}}.$$

Два этих метода дополняют и уточняют результаты.

Недостатки гидротормоза:

- возможность закипания и кавитации жидкости;
- необходимость высокоточного измерения $\Delta t_{\text{ж}}$ и $G_{\text{ж}}$;
- необходимость учета и измерения момента трения в подшипниках статора;
- необходимость измерения и учета мощности трения в подшипниках ротора;
- необходимы особые нежесткие трубопроводы подвода и отвода жидкости для исключения создания паразитного момента на статоре;
- необходимость иметь на испытательном стенде дополнительную водяную систему, обслуживающую гидротормоз, с охлаждением и очисткой воды.

Контрольные вопросы к главе 1

1. Назовите виды и цели исследований ГТУ.
2. Опишите опытные испытания ГТУ.
3. Опишите серийные испытания ГТУ.
4. Опишите контрольные испытания ГТУ.
5. Какие имеются проблемы измерения больших объемных расходов в ГТУ?
6. Как осуществляется измерение температур в ГТУ (первичные датчики и приборы, преобразователи, конечные приборы)?
7. Как осуществляется измерение давлений в ГТУ (первичные датчики и приборы, преобразователи, конечные приборы)?
8. Как и для чего применяются гидротормозы, динамометры и торсиометры при испытаниях ГТУ?
9. Как осуществляется измерение частоты вращения роторов ГТУ?
10. Перечислите проблемы измерений малых разностей температур в ГТУ и ГПА.

2. Тепловые испытания газотурбинных установок в заводских условиях

Тепловое испытание — одно из множества возможных видов экспериментальных исследований, проводимых на газотурбинных установках [1, 2]. Цель тепловых испытаний — определение основных характеристик ГТУ: развиваемой полезной мощности и топливной экономичности, количественно выраженной в величине эффективного КПД. Условия проведения таких испытаний и направленность использования их результатов определяются стадией жизненного цикла ГТУ. На стадии отработки конструкции ГТУ задача тепловых испытаний — получение данных об эффективности новых конструкторских решений, предлагаемых разработчиками, а также проверка соответствия характеристик ГТУ требованиям, сформулированным в задании на проектирование. На этой стадии испытания проводят на стендах заводов-изготовителей или на стендах, размещенных на опытно-промышленных станциях. В этих условиях ГТУ может работать со штатной нагрузкой или может быть оснащена специальными нагрузочными устройствами для измерения мощности. При испытаниях на заводском стенде могут быть использованы специальные измерительные устройства для подробного и тщательного определения параметров рабочих тел в сечениях трактов ГТУ.

2.1. Особенности испытаний в заводских условиях

Испытания проводятся на стенде завода-изготовителя, площадка которого расположена в городской черте. Данные обстоятельства повлекли возникновение ряда достаточно серьезных проблем и потребовали включения в принципы организации испытаний особых приемов для их разрешения:

1. В городской черте отсутствует магистральный газопровод высокого давления, к которому должен быть подключен нагнетатель природного газа, приводимый испытываемой ГТУ. Номинальное рабочее давление газопровода составляет 76 кгс/см^2 и более. Таким образом, штатный нагнетатель, даже и присоединенный к ГТУ, но не подключенный к магистральному газопроводу, не смог бы поглотить мощность, развиваемую ГТУ. Работа нагнетателя на воздухе, используемая иногда для получения его газодинамических характеристик [3], задачу поглощения полной мощности, развиваемой ГТУ, не решает.

Традиционно при стендовых испытаниях турбоустановок и других двигателей большой мощности такого рода проблему разрешают путем замены штатной нагрузки специальными нагрузочными устройствами: электрические или гидравлические тормоза [4], обеспечивающие при заданном балансе крутящих и тормозных моментов требуемые частоты вращения роторов. Еще один применяемый на заводах вид нагрузочного устройства — воздушный нагрузочный компрессор (ВНК) осевого типа. Первые ступени ВНК могут быть оснащены регулирующими направляющими аппаратами для расширения диапазона устойчивой работы. Полная энергия, сообщаемая в ВНК воздуху, тратится на преодоление гидравлических сопротивлений выхлопного тракта ВНК и регулируемого дросселя, наличие которого позволяет настраивать подпор на выхлопе ВНК. Стоит учитывать возможную неполную согласованность газодинамической характеристики этого компрессора и характеристики силовой турбины, которая может повлиять на рабочие значения частот вращения ротора силовой турбины и соответственно ее КПД и эффективность всей ГТУ, что потребует корректировки результатов испытаний путем введения соответствующих поправок.

2. Для обеспечения ГТУ топливом необходим природный газ с давлением несколько выше давления воздуха, поступающего из циклового компрессора в камеру сгорания. При штатной эксплуатации ГТУ топливный газ получают с помощью топливоподготовительного устройства путем дросселирования отбираемого из магистрального газопровода транспортируемого газа. Для ГТУ на заводском стенде в городской черте топливный газ получают из магистралей городских газовых сетей, в которых газ имеет относительно невысокое номинальное давление — 6 кгс/см^2 .

Для того чтобы иметь топливный газ требуемого давления, в состав комплекса оборудования испытательного стенда должна быть

включена дополнительная система, содержащая дожимной нагнетатель (ДН) — центробежный компрессор, повышающий давление газа из городской магистрали до необходимого уровня. В качестве привода дожимного нагнетателя может быть использована паровая турбина. Очевидна неэкономичность этого решения. Дополнительной проблемой может стать интенсивный шум, излучаемый струей сбрасываемого пара.

3. Штатное пусковое устройство ГТУ — турбодетандер, т. е. расширительная турбина, рабочим телом которой служит газ, отбираемый из магистрального газопровода. Ввиду уже отмеченного отсутствия в городской черте магистрального газопровода высокого давления в качестве пускового устройства применима паровая турбина, построенная на основе штатного турбодетандера, переконструированного для работы на водяном паре. Параметры такого пускового устройства должны сохранить требуемые характеристики пускового процесса, главная из которых — темп набора частоты вращения ротора турбокомпрессорного вала ГТУ. После пускового устройства пар сбрасывался в атмосферу.

4. Компоновки ГТУ на заводском стенде и на газокompрессорной станции различны, поэтому воздухозаборное и выхлопное устройства имеют нештатную конфигурацию. Соответственно этому величины гидравлических сопротивлений всасывающего и выхлопного патрубков не совпадают с паспортными значениями.

5. Как известно, при работе ГТУ со стороны всасывающего и выхлопного патрубков излучается интенсивный шум. Поскольку вблизи заводской площадки расположены жилые кварталы, имеется необходимость принять меры для подавления этого шума: устанавливают щиты, отражающие шум на территорию завода, и усиливают систему шумоглушения. Последняя из указанных мер может привести к повышению гидравлических сопротивлений всасывающего и выхлопного патрубков.

Таким образом, вследствие рассматриваемой здесь и предыдущей проблем величины гидравлических сопротивлений всасывающего и выхлопного патрубков изменились по сравнению со штатными значениями, что вызвало искажение основных результатов испытаний — значений мощности и КПД. Эти погрешности корректируют с помощью поправок при расчете приведенных значений основных параметров ГТУ — мощности и КПД.

6. Воздух в городской черте и соответственно на площадке завода более запылен, чем на территории газокompрессорной станции, так как не реализованы меры по укреплению поверхности почвы (посадка травы, выкладывание плитами и т. п.). Данное обстоятельство могло бы потребовать большего внимания к состоянию воздухоочистительного устройства ГТУ или его усиления. Однако поскольку суммарное время работы агрегата при испытаниях невелико, то абсолютное количество пыли, попадающее с воздухом в тракты ГТУ, также невелико, поэтому дополнительных мер для решения данной проблемы не принимали.

7. Штатная система маслоохлаждения ГТУ воздушная, т. е. построенная на базе аппаратов воздушного охлаждения — устройств весьма громоздких. Ввиду ограниченности заводской площадки система охлаждения масла ГТУ, ВНК и ДН была выполнена из гораздо более компактных водяных маслоохладителей. Охлаждение воды осуществлялось по оборотной схеме — в градирне, уже имеющейся на территории завода.

Из приведенного и далеко не полного перечня проблем, возникающих при проведении испытаний ГТУ на заводском стенде, видно, что они достаточно разнообразны. Некоторые из этих проблем затрагивают принципы работы ГТУ и должны быть учтены при обработке результатов испытаний, другие требуют доработки штатных систем или подключения дополнительного оборудования.

2.2. Схема измерений и измерительные устройства

В данной подглаве представлена и описана схема измерений при тепловых испытаниях стационарной безрегенеративной ГТУ открытого цикла номинальной мощностью 25000 кВт, предназначенной для привода нагнетателя природного газа типа 2 Н-25-76 [1].

Схема измерений образована совокупностью точек (сечений) по трактам ГТУ и ВНК, в которых определяют параметры рабочих тел. В указанных точках устанавливают гильзы, зонды, штуцеры отборов, расходомерные устройства и т. п.

Измерительные приборы либо размещают в точках измерений непосредственно на узлах ГТУ, либо размещают их в специальных помещениях и соединяют с точками измерений импульсными линиями или проводами.

Графически схема измерений имеет вид рисунка, на котором показана принципиальная схема испытуемого объекта с указанными на ней точками измерений и в некоторых случаях со схематическим изображением средств измерений.

Схема измерений при тепловом испытании ГТУ представлена на рис. 2.1. Перечень замеров приведен ниже в таблице на с. 75.

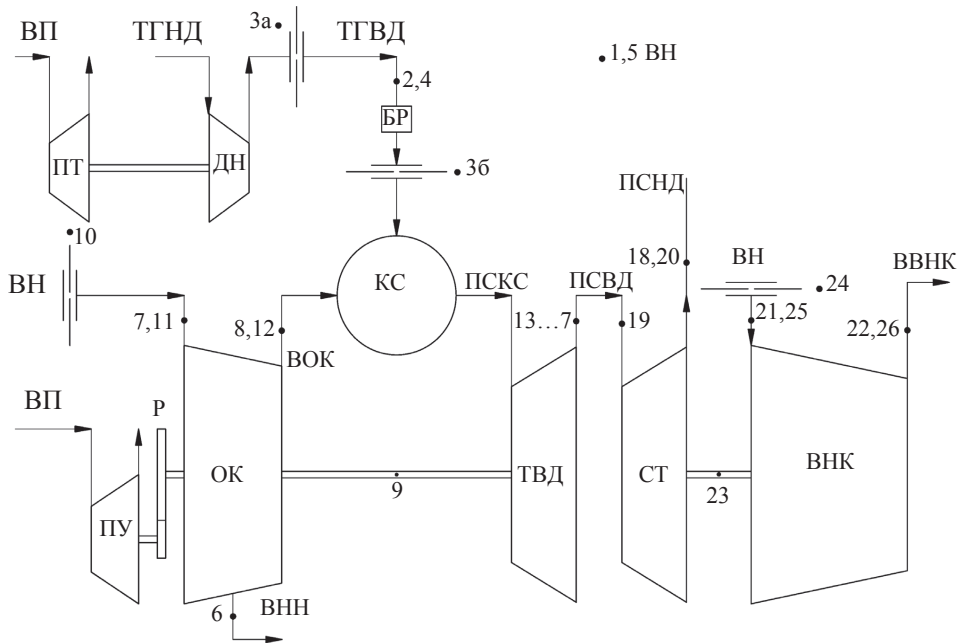


Рис. 2.1. Схема измерений при тепловом испытании ГТУ:

ПТ — паровая турбина; ДН — дожимной нагнетатель; БР — блок регулирования; ПУ — пусковое устройство; Р — редуктор; ОК — цикловой осевой компрессор; КС — камера сгорания; ТВД — турбина высокого давления; ТНД-СТ — турбина низкого давления — силовая турбина; ВНК — воздушный нагнеточный компрессор; ВП — водяной пар; ТГНД — топливный газ низкого давления; ТГВД — топливный газ высокого давления; ВН — воздух наружный; ВНН — воздух низконапорный; ВОК — воздух за ОК; ПСКС — продукты сгорания за КС; ПСВД — продукты сгорания за ТВД; ПСНД — продукты сгорания за ТНД; ВВНК — воздух за ВНК; 1–26 — точки измерений (см. таблицу на с. 75)

Пояснения к схеме измерений:

1. На схеме представлены только те измерения, по которым при обработке результатов испытаний рассчитывают термо- и газодинамические параметры рабочих тел турбомашин и затем показатели ГТУ в целом. Измерения других параметров работы ГТУ и испытательного стенда, контролируемые обслуживающим персоналом, но для целей

теплового испытания не существенные, на схеме измерений не показаны. Примеры таких замеров: давление и температура масла в масло-системе ГТУ, параметры дожимного нагнетателя и др.

2. Расход топливного газа измеряют с помощью стандартных расходомерных диафрагм в двух точках топливного тракта: до и после блока регулирования — точки 3 а и 3 б соответственно. Наличие двух замеров расхода топлива гарантирует надежность проведения испытаний, поскольку при сбое в этом измерении невозможно оценить КПД ГТУ и тепловое испытание наполовину обесмысливается. В таблицу обработки включают среднее из двух значений расхода. В случае очевидной недостоверности одного из значений используют только достоверное.

3. Полное избыточное давление за ТВД измеряется в пяти точках по высоте данного сечения тракта ГТУ — точки 13–17. Увеличенное число этих измерений связано с большой температурной и скоростной неравномерностью по высоте потока за ТВД, которая обусловлена соответствующим распределением теплоперепада по высоте ступеней ТВД и неравномерностями на выходе из камеры сгорания, которые не исчезают после прохождения ТВД потоком газа. При обработке результатов испытаний используют осредненное значение этого параметра.

4. Температуру продуктов сгорания за КС не измеряют, так как измерение с требуемой точностью температуры порядка 1000 °С трудно осуществимо вследствие большого числа источников погрешностей. Оценочное значение указанной температуры может быть вычислено, например, по материальному и энергетическому балансу КС.

5. Полные избыточные давления продуктов сгорания в сечениях за ТВД и перед ТНД различны по величине, поскольку в переходном патрубке между ТВД и ТНД поток существенно перестраивается и, кроме того, здесь имеет место потеря полного давления вследствие гидравлического сопротивления патрубка. В связи с этим давление за ТВД и давление перед ТНД измеряют независимо — соответственно точки 13–17 и точка 19 (см. таблицу ниже).

6. Расходы воздуха (на входе ОК — точка 10 и на входе ВНК — точка 24) измеряют с помощью сужающих устройств специального вида — торцевых диафрагм, установленных на срезе воздухозаборов. Были использованы торцевые диафрагмы, поскольку стандартные расходомерные диафрагмы на трубопроводы диаметром порядка 1000 мм не могут быть спроектированы, а их тарировка при требуемых расходах — технически сложная задача.

Перечень замеров при тепловом испытании ГТУ

Точка измерений	Наименование параметра	Обозначение	Размерность
1	Барометрическое давление	B'	мм рт. ст.
2	Температура топливного газа, полная	t_T^*	°C
3 а, 3 б	Перепады давления на расходомерных диафрагмах топливного газа до и после блока регулирования	Δh_T	кгс/м ²
4	Давление топливного газа, избыточное	P'_T	кгс/см ²
5	Температура наружного воздуха, полная	$t_{нв}$	°C
6	Температура воздуха в отборе, полная	$t_{нн}^*$	°C
7	Температура воздуха перед ОК, полная	t_3^*	°C
8	Температура воздуха за ОК, полная	t_4^*	°C
9	Частота вращения ротора ОК-ТВД	$n_{вд}$	об/мин
10	Перепад давления на торцевой расходомерной диафрагме ОК	Δh_K	кгс/м ²
11	Давление воздуха перед ОК, полное избыточное	p_3^{*}	кгс/м ²
12	Давление воздуха за ОК, полное избыточное	p_4^{*}	кгс/см ²
13	Давление за ТВД (т. 1), полное избыточное	$(p_{2ТВД}^{*})_{т.1}$	кгс/см ²
14	Давление за ТВД (т. 2), полное избыточное	$(p_{2ТВД}^{*})_{т.2}$	кгс/см ²
15	Давление за ТВД (т. 3), полное избыточное	$(p_{2ТВД}^{*})_{т.3}$	кгс/см ²
16	Давление за ТВД (т. 4), полное избыточное	$(p_{2ТВД}^{*})_{т.4}$	кгс/см ²
17	Давление за ТВД (т. 5), полное избыточное	$(p_{2ТВД}^{*})_{т.5}$	кгс/см ²
18	Температура газов в выхлопном патрубке, полная	$t_{2п}^*$	°C
19	Давление перед ТНД, полное избыточное	$p_{1ТНД}^{*}$	кгс/см ²
20	Давление в выхлопном патрубке, полное избыточное	$p_{2п}^{*}$	кгс/м ²
21	Температура воздуха перед ВНК, полная	$t_{1ВНК}^*$	°C
22	Температура воздуха за ВНК, полная	$t_{2ВНК}^*$	°C
23	Частота вращения ротора ТНД (СТ)-ВНК	$n_{нд}$	об/мин
24	Перепад давления на торцевой расходомерной диафрагме ВНК	$\Delta h_{ВНК}$	кгс/м ²
25	Давление воздуха перед ВНК, полное избыточное	$p_{1ВНК}^{*}$	кгс/м ²
26	Давление воздуха за ВНК, полное избыточное	$p_{2ВНК}^{*}$	кгс/см ²

7. Наряду с параметрами наружного воздуха — точки 1,5 — измеряют и параметры воздуха на входе ОК — точки 17, 11 и ВНК — точки 21, 25. Значения параметров наружного воздуха необходимы для определения расхода воздуха через ОК и ВНК с помощью торцевых диафрагм. Параметры воздуха на срезе входного патрубка ОК по ГОСТу [5] играют роль параметров приведения результатов испытаний ГТУ к нормальным условиям.

Пояснения к перечню замеров:

1. Наличие в верхнем индексе обозначения параметра * означает, что значение параметра — давления или температуры — полное, т.е. учитывающее скоростной напор.

2. Наличие в верхнем индексе обозначения давления ' означает, что это давление избыточное, т.е. является разницей между абсолютным давлением в данной точке тракта ГТУ и атмосферным давлением.

3. Следует обратить внимание на различие размерностей величин давления: для давлений низкого уровня и перепадов давления — кгс/м², а для давлений высокого уровня — кгс/см². Давления низкого уровня — давления близкие к атмосферному: на входе в ОК и ВНК и на выхлопе ГТУ. Давления высокого уровня — давления на выходе ОК и ВНК, за ТВД.

В качестве измерительных устройств могут использоваться следующие.

Первичные датчики частоты вращения роторов ОК-ТВД и СТ-ВНК — индуктивные датчики. Индуктивные датчики выдают электрический сигнал в виде переменного тока, частота которого пропорциональна частоте вращения указанных роторов.

Первичные датчики температур низкого уровня (наружный воздух, воздух перед ОК и ВНК, топливный газ) — медные термометры сопротивления. Термометры сопротивления выдают электрический сигнал в виде величины изменения сопротивления их чувствительного элемента пропорционально уровню температуры. Преобразование сигнала термометров сопротивления в значение температуры производят по тарировочным таблицам.

Первичные датчики температур среднего уровня (воздух за ОК, воздух за ВНК, низконапорный воздух) — платиновые термометры сопротивления.

Первичные датчики температуры высокого уровня (продукты сгорания в выхлопном патрубке) — хромель-алюмелевые термопары. Тер-

мопары выдают электрический сигнал в виде величины термоЭДС, пропорциональной уровню температуры. Преобразование сигнала термопар в значение температуры производят по тарировочным таблицам.

Первичные приборы расхода топливного газа — стандартные расходомерные диафрагмы, которые выдают пневматический сигнал в виде перепада (разницы) давлений в их измерительных камерах. Величина пневмосигнала диафрагмы пропорциональна квадрату расхода газа. Преобразование сигнала расходомерной диафрагмы в значение расхода производят расчетным путем по эмпирической формуле, в которой учитывают, кроме перепада давлений, еще коэффициент расхода диафрагмы, а также величины давления и температуры топливного газа.

Первичные приборы расхода воздуха через ОК и ВНК — торцевые диафрагмы.

В ряде сечений тракта ГТУ необходимо иметь представление не просто о величинах измеряемых параметров (давлениях, температурах, скоростях), а о распределении их значений по данному сечению, т. е. о полях этих параметров. Эти поля могут быть двух- или трехмерными.

Такие измерения выполняют с помощью комплексных устройств — зондов. Примеры конструкций зондов для газодинамических исследований с их размерами и тарировочными графиками приведены в [4, 6, 7]. Зонды устанавливают на деталях статоров турбомашин с помощью приварных бобышек и фиксируют резьбовыми хвостовиками или прижимными фланцами. Поскольку рабочие части зондов размещены в проточной части турбомашин и при их поломке во время испытаний может быть поврежден лопаточный аппарат, они должны обладать достаточной статической прочностью и вибрационной надежностью в условиях воздействия высоких температур и аэродинамического напора. Приемники зондов выдают пневматические сигналы, пропорциональные полному давлению на входе в приемник. Перевод величин этих пневмосигналов в величины полных давлений осуществляют по тарировочным графикам приемников.

Автоматизированный сбор и автоматизированная обработка экспериментальных данных во время испытаний ГТУ возможны, если все измерительные сигналы имеют электрический характер и представлены в цифровом виде.

2.3. Обработка экспериментальных данных

Первичные сигналы от датчиков и приборов переводятся в значения параметров с помощью тарировочных графиков и таблиц. Заведомо ошибочные результаты замеров отбрасываются. Исходные данные по замерам подвергаются предварительному преобразованию:

- осреднению давлений по сечениям (за ТВД, перед ТНД, в выхлопном газоходе и др.);
- осреднению температур по сечениям (перед и за ОК, перед и за ВНК, в выхлопном газоходе и др.).

Результаты испытаний приводятся к нормальным условиям, что дает возможность сопоставлять результаты разных по времени испытаний независимо от атмосферных параметров на момент испытания.

В ряде расчетов используются предварительно оцененные коэффициенты влияния, которые, как известно, показывают силу связи малых относительных изменений параметров-аргументов с относительными изменениями параметров-функций. Применительно к ГТУ принципы такого анализа, примеры значений коэффициентов влияния и примеры их использования приведены в [2, 8] и ряде других источников. Подробные таблицы коэффициентов влияния для некоторых типов ГТУ представлены в [9].

При обработке результатов испытаний, как правило, использована Международная система единиц СИ. В ряде случаев экспериментаторы вынуждены пользоваться физической и технической системами единиц, поскольку отдельные приборы проградуированы, а некоторые параметры заданы именно в этих системах.

Алгоритм обработки результатов теплового испытания ГТУ представлен далее.

Барометрическое давление B , кгс/см²:

$$B = B'/735,5.$$

Абсолютное давление топливного газа P_T , кгс/см²:

$$P_T = P'_T + B.$$

Абсолютное полное давление воздуха перед ОК P_3^* , кгс/см²:

$$P_3^* = P_3^{**} \cdot 10^{-4} + B.$$

Абсолютное полное давление воздуха за ОК P_4^* , кгс/см²:

$$P_4^* = P_4^{*'} + B.$$

Абсолютное полное давление в выхлопном патрубке $P_{2\Pi}^*$, кгс/см²:

$$P_{2\Pi}^* = P_{2\Pi}^{*'} \cdot 10^{-4} + B.$$

Расход топливного газа G_T , кг/с:

$$G_T = K_{G_T} \sqrt{\frac{P_T \cdot \Delta h_T}{t_T^* + 273}}.$$

Расход воздуха G_K в ОК, кг/с:

$$G_K = K_{G_K} \sqrt{\frac{B \cdot \Delta h_K}{t_{HB}^* + 273}}.$$

Относительный расход топливного газа:

$$\bar{G}_T = G_T / G_K.$$

Степень повышения давления в ОК:

$$\pi_K^* = P_4^* / P_3^*.$$

Относительный расход газа через ТВД с учетом всех отборов воздуха до КС:

$$\bar{G}_{\text{ТВД}} = 1 + \bar{C}_T - 0,07913.$$

Здесь числовой коэффициент отражает в безразмерной относительной форме изменение расхода рабочего тела через ТВД по сравнению с расходом воздуха на входе в компрессор.

Указанное изменение расхода соответствует балансу двух факторов: уменьшению на сумму расходов в отборах воздуха на охлаждение деталей турбины и увеличению на величину расхода топлива, поданного в камеру сгорания.

Результирующее изменение расхода рабочего тела через ТВД — уменьшение, которое видно по его знаку.

Коэффициент избытка воздуха в ТВД

$$\alpha_{\text{ТВД}} = \frac{\bar{G}_{\text{ТВД}} - \bar{G}_T}{L_0 \bar{G}_T},$$

где L_0 — стехиометрический коэффициент топливного газа (16,82 кг/кг).

Расчетная температура воздуха для камеры сгорания, °С:

$$t_{KC} = t_4^* / 2.$$

Теплоемкость воздуха C_{P2}^B , ккал/(кг·°С) по $t_4^* / 2$:

$$C_{P2}^B = f(t_4^* / 2).$$

Теплоемкость воздуха (и далее газа) определяется по графику $C_p = f(t, a)$. Для воздуха $\alpha = \infty$.

Расчетная температура газа для ТВД, °С:

$$t_{ТВД} = t_{1\text{ ТВД}}^* / 2. \quad (2.1)$$

В формуле (2.1) расчет температуры газа ведется с помощью последовательных приближений. В первом приближении можно принять $t_{1\text{ ТВД}}^* = 1000$ °С.

Теплоемкость газа $C_{P6}^Г$, ккал/(кг·°С) по $t_{1\text{ ТВД}}^* / 2$ и $\alpha_{ТВД}$:

$$C_{P6}^Г = f(t_{1\text{ ТВД}}^* / 2, \alpha_{ТВД}).$$

Температура газа перед ТВД $t_{1\text{ ТВД}}^*$, °С, определяемая по балансу теплоты в камере сгорания, °С:

$$t_{1\text{ ТВД}}^* = \frac{\overline{G}_T Q_p^H \cdot 0,98 + 0,884 C_{P2}^B t_4^*}{C_{P6}^Г (\overline{G}_{ТВД} - 0,03376)}, \quad (2.2)$$

где Q_p^H — теплота сгорания топлива; 0,98 — КПД камеры сгорания.

Другие численные коэффициенты отражают в безразмерной отнормальной форме материальный баланс камеры сгорания с учетом подвода первичного и вторичного воздуха и топлива, а также отборов воздуха на охлаждение.

В формуле (2.2), как и далее при оценке эффективного КПД ГТУ, не учтена физическая теплота топливного газа, так как его температура невелика.

Учет физической теплоты топливного газа необходим при его подогреве в топливоприготовительном устройстве или в утилизационных подогревателях.

Расход воздуха через ВНК $G_{ВНК}$, кг/с:

$$G_{ВНК} = K_{G\text{ ВНК}} \sqrt{\frac{B \cdot \Delta h_{ВНК}}{t_{НВ}^* + 273}}.$$

Расчетная температура воздуха для ВНК определена как средняя, °С:

$$t_{\text{ВНК}} = (t_{1 \text{ ВНК}}^* + t_{2 \text{ ВНК}}^*) / 2.$$

Теплоемкость воздуха $C_{\text{РВНК}}^{\text{В}}$ по $(t_{1 \text{ ВНК}}^* + t_{2 \text{ ВНК}}^*) / 2$, ккал/(кг·°С):

$$C_{\text{РВНК}}^{\text{В}} = f[(t_{1 \text{ ВНК}}^* + t_{2 \text{ ВНК}}^*) / 2].$$

Внутренняя мощность ВНК $N_{i \text{ ВНК}}$, кВт:

$$N_{i \text{ ВНК}} = 4,186 C_{\text{РВНК}}^{\text{В}} G_{\text{ВНК}} (t_{2 \text{ ВНК}}^* - t_{1 \text{ ВНК}}^*).$$

Механические потери на валу ВНК $\Delta N_{i \text{ ВНК}}^{\text{мех}}$, кВт:

$$\Delta N_{i \text{ ВНК}}^{\text{мех}} = 0,455(n_{\text{НД}} / 1000)^3.$$

Эффективная мощность на муфте ГТУ N_e , кВт:

$$N_e = N_{i \text{ ВНК}} + \Delta N_{i \text{ ВНК}}^{\text{мех}}.$$

Рассчитанное здесь значение мощности (и далее КПД) соответствует фактическому состоянию ГТУ, фактическим атмосферным параметрам и конкретному исполнению воздухозаборного и выхлопного устройств на испытательном стенде.

Эффективный КПД ГТУ

$$\eta_e = N_e / (4,186 Q_{\text{Р}}^{\text{Н}} G_{\text{Т}}).$$

Температура газа за ТНД определена оценочно на основе результата замера температуры газа в выхлопном патрубке — точка 18, °С:

$$t_{2 \text{ ТНД}}^* = t_{2 \text{ П}}^* + 4. \quad (2.3)$$

Числовая поправка в формуле (2.3) получена путем анализа результатов ряда испытаний. Такой подход использован в связи с тем, что указанная температура не измеряется и должна определяться расчетным путем. В то же время точный расчет значения температуры газа за ТНД затруднителен, поскольку требует учета характеристик диффузора ТНД и баланса расходов охлаждающего воздуха в зоне ТНД.

Приведение результатов обработки к нормальным условиям.

По ГОСТу [5] определение мощности и КПД ГТУ необходимо производить при нормальных условиях, которые заданы следующим образом:

- для воздуха на срезе входного патрубка компрессора полное давление $1,033 \text{ кгс/см}^2$; полная температура 15°C (288 K); относительная влажность 60% ;
- для уходящих газов в срезе выходного патрубка турбины статическое давление $1,033 \text{ кгс/см}^2$.

На практике отклонение влажности воздуха от нормального значения учитывают только при наличии впрыска воды на вход в компрессор.

Алгоритм приведения результатов испытаний к нормальным условиям состоит в следующей последовательности вычислений.

Относительное изменение давления на входе ОК, %:

$$\delta p_3 = (B - p_3^*) \cdot 10^2 / p_3^*.$$

Относительное изменение давления на выхлопе ГТУ, %:

$$\delta p_{2\Pi} = (p_{2\Pi}^* - B) \cdot 10^2 / p_{2\Pi}^*.$$

Приведенная мощность ГТУ, кВт:

$$N_{e \text{ пр}} = N_e (1 + 0,0192\delta p_3 + 0,0093\delta p_{2\Pi}) \cdot 1,033 / B \sqrt{288 / (t_3^* + 273)}. \quad (2.4)$$

В формуле (2.4) использованы коэффициенты влияния соответствующих относительных изменений давлений на мощность ГТУ.

Введение этих поправок позволяет оценить мощность (и далее КПД) ГТУ без учета изменений гидравлических сопротивлений воздухозаборного и выхлопного устройств, связанных с особенностями их конкретного исполнения на испытательном стенде.

Приведенный КПД ГТУ $\eta_{e \text{ пр}}$:

$$\eta_{e \text{ пр}} = \eta_e (1 + 0,0082\delta p_3 + 0,0082\delta p_{2\Pi}). \quad (2.5)$$

В формуле (2.5) использованы коэффициенты влияния соответствующих относительных изменений давления на КПД ГТУ.

Приведенная температура газа перед ТВД $T_{1 \text{ ТВД пр}}^*$, K:

$$T_{1 \text{ ТВД пр}}^* = (t_{1 \text{ ТВД}}^* + 273) \sqrt{288 / (t_3^* + 273)}.$$

Приведенная температура газа за ТНД $T_{2 \text{ ТНД пр}}^*$, K:

$$T_{2 \text{ ТНД пр}}^* = (t_{2 \text{ ТНД}}^* + 273)(1 - 0,0026\delta p_3) \cdot 288 / (t_3^* + 273). \quad (2.6)$$

В выражении (2.6) использован коэффициент влияния относительного изменения давления на температуру газа за ТНД.

Приведенный расход воздуха через ОК $G_{\text{к пр}}$, кг/с:

$$G_{\text{к пр}} = G_{\text{к}} (1 + 0,0112 \delta p_3) \cdot 1,033 / B \sqrt{(t_3^* + 273) / 288}. \quad (2.7)$$

В формуле (2.7) использован коэффициент влияния относительно-го изменения давления на расход воздуха через ОК.

Приведенная частота вращения ротора ТВД $n_{\text{ВД пр}}$, об/мин:

$$n_{\text{ВД пр}} = n_{\text{ВД}} (1 + 0,0008 \delta p_3) \sqrt{288 / (t_3^* + 273)}. \quad (2.8)$$

В выражении (2.8) использован коэффициент влияния относительного изменения давления на частоту вращения ротора ТВД.

Приведенная частота вращения ротора ТНД $n_{\text{НД пр}}$, об/мин:

$$n_{\text{НД пр}} = n_{\text{НД}} (1 + 0,0008 \delta p_{2\Pi}) \sqrt{288 / (t_3^* + 273)}. \quad (2.9)$$

В формуле (2.9) использован коэффициент влияния относительно-го изменения давления на частоту вращения ротора ТНД.

Приведенная степень повышения давления в ОК:

$$\pi_{\text{к пр}}^* = p_4^* \cdot (1 + 0,0111 \cdot \delta p_3) / B. \quad (2.10)$$

В формуле (2.10) использован коэффициент влияния относительного изменения давления на степень повышения давления в ОК.

Приведенный расход топливного газа $G_{\text{т пр}}$, кг/с:

$$G_{\text{т пр}} = G_{\text{т}} \cdot 1,033 / B \sqrt{288 / (t_3^* + 273)} \cdot 11958 / Q_{\text{р}}^{\text{H}},$$

где 11958 — нормативная по ГОСТу [10] теплота сгорания топливного газа, ккал/кг.

Приведенный объемный часовой расход топливного газа $V_{\text{т пр}}$, м³/ч:

$$V_{\text{т пр}} = G_{\text{т пр}} \cdot 3600 / \rho_{20},$$

где ρ_{20} — плотность топливного газа.

Приведенный удельный расход топлива $q_{\text{уд. пр}}$, м³/(кВт · ч):

$$q_{\text{уд. пр}} = V_{\text{т пр}} / N_{\text{е пр}}.$$

Основные приведенные параметры ГТУ могут быть представлены в безразмерном виде, а именно в форме относительных параметров, т. е. отнесенных к номинальным значениям этих параметров.

Общий вид такого преобразования $\bar{X}_{\text{пр}} = X_{\text{пр}} / X_0$, где $X_{\text{пр}}$ — приведенное значение параметра, а X_0 — номинальное.

К безразмерной относительной форме приводят мощность, КПД, расход топлива, абсолютные температуры, расход воздуха, частоты вращения роторов, степень повышения давления в ОК.

Для испытываемой ГТУ относительная приведенная мощность

$$\bar{N}_{e \text{ пр}} = N_{e \text{ пр}} / 25000.$$

Для безразмерных относительных параметров известны [11] приведенные ниже оценочные взаимосвязи:

$$\bar{N}_{e \text{ пр}} = 1 - 4,2 \cdot (1 - \bar{T}_{1 \text{ ТВД пр}}) \bar{T}_{1 \text{ ТВД пр}};$$

$$\bar{G}_{\text{Т пр}} = 1 - 0,75 \cdot (1 - \bar{N}_{e \text{ пр}});$$

$$\bar{T}_{2 \text{ ТНД пр}} = 1 - 0,165 \cdot (1 - \bar{N}_{e \text{ пр}});$$

$$\bar{G}_{\text{В пр}} = \bar{N}_{e \text{ пр}}^{0,33};$$

$$\bar{n}_{\text{ВД пр}} = \bar{N}_{e \text{ пр}}^{0,21};$$

$$\bar{\pi}_{\text{К пр}}^* = \bar{N}_{e \text{ пр}}^{0,42}.$$

Грубое невыполнение этих взаимосвязей при их проверке может оценочно свидетельствовать о существенном нарушении состояния ГТУ.

Контрольные вопросы к главе 2

1. Назовите цели и задачи тепловых испытаний ГТУ.
2. Перечислите проблемы, связанные с проведением испытаний ГТУ в заводских условиях, и способы их решения.
3. Опишите схему измерений при тепловых испытаниях ГТУ.
4. Перечислите основные измеряемые параметры работы ГТУ при тепловых испытаниях.
5. Что такое приведенные параметры работы ГТУ?

3. Теплотехнические испытания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов в условиях эксплуатации

На стадии эксплуатации ГТУ задача тепловых испытаний — определение фактических характеристик агрегата, меняющихся с течением времени под действием эксплуатационных факторов, т. е. оценка ее технического состояния, а также получение данных о результативности модернизаций, проводимых для улучшения показателей.

При испытаниях, проводимых в условиях промышленной эксплуатации, ГТУ нагружена приводимым агрегатом, и необходимо ориентироваться в основном на измерительные приборы в штатной конфигурации, а возможность установки дополнительных измерительных устройств ограничена.

3.1. Особенности испытаний в условиях эксплуатации

Контрольным испытаниям согласно [5] должны подвергаться серийные образцы газотурбинных установок, при вводе ГТУ в эксплуатацию для проверки их соответствия требованиям государственных стандартов и технической документации, утвержденной в установленном порядке.

Проверка значений мощности и КПД ГТУ должна проводиться при нормальных или рабочих условиях, оговоренных по согласованию между изготовителем и потребителем.

Испытания должны проводиться при внешних условиях, возможно более близких к нормальным (рабочим) условиям, чтобы поправки, которые нужно будет вводить для приведения результатов испытаний к нормальным условиям, были минимальными.

Погрешности измерений при испытаниях не должны превышать значений, указанных в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Перечень измерений и погрешности измерительных приборов
при испытаниях газоперекачивающего агрегата**

Номер п/п	Измеряемая величина	Обозначения	Погрешность измерения
1	Температура атмосферного воздуха	t_a	$\pm 0,5^\circ\text{C}$
2	Барометрическое давление	B_o'	± 200 Па
3	Потери давления входного тракта	ΔP_3	$\pm 2,0\%$
4	Температура на входе в компрессор	t_3	$\pm 0,5^\circ\text{C}$
5	Избыточное давление после компрессора	P_4'	$\pm 0,3\%$
6	Температура на выходе из компрессора	t_4	$\pm 0,5\%$
7	Температура продуктов сгорания в точке ее штатного измерения	t_2	$\pm 0,5\%$
8	Потери давления в выхлопном тракте (левый/правый газоход)	ΔP_2	$\pm 2,0\%$
9	Частота вращения ротора турбины ВД	$n_{\text{ТВД}}$	± 10 об/мин
10	Частота вращения ротора турбины НД	$n_{\text{ТНД}}$	То же
11	Частота вращения ротора турбины СТ	$n_{\text{ССТ}}$	—«—
12	Избыточное давление на входе в ЦБН	$P_{1\text{Н}}'$	$\pm 0,3\%$
13	Избыточное давление на выходе из ЦБН	$P_{2\text{Н}}'$	То же
14	Температура газа на входе в ЦБН	$t_{1\text{Н}}$	$\pm 0,2^\circ\text{C}$
15	Температура газа на выходе из ЦБН	$t_{2\text{Н}}$	То же
16	Перепад давления на входном устройстве (конфузоре) ЦБН	$\Delta P_{\text{Н}}$	$\pm 0,3\%$
17	Избыточное давление топливного газа	$P_{\text{ТГ}}$	$\pm 0,3\%$
18	Температура топливного газа	$t_{\text{ТГ}}$	$\pm 0,2^\circ\text{C}$
19	Перепад давления на диафрагме топливного газа	$\Delta P_{\text{ТГ}}$	$\pm 0,3\%$
20	Плотность газа в стандартных условиях ($T = 293,15$ К, $P = 0,1013$ МПа)	ρ_o	$\pm 0,5\%$
21	Низшая теплота сгорания	Q_p^{H}	То же

При определении показателей ГТУ по согласованию между изготовителем и потребителем в качестве контрольных могут использоваться температуры газов, измеряемые в различных характерных сечениях: на входе в турбину, на выходе из турбины, на выходе из турбины высокого или среднего давления.

Испытания должны проводиться на установившихся режимах.

Перед началом измерений ГТУ должна работать до полной стабилизации режима, которая считается достигнутой, когда отклонения основных величин, определяющих результат испытания, при длительной проверке не выходят за пределы, указанные в табл. 3.1.

Для контроля стабильности режима рекомендуется в дополнение к приборам, по которым производятся отсчеты, устанавливать регистрирующие приборы.

Рекомендуется проводить проверку показателей ГТУ при максимальной нагрузке (при максимальной температуре газов); номинальной нагрузке; расчетном отношении температур T_{1r} / T_{1k} , где T_{1r} — температура газов на входе в турбину, а T_{1k} — температура воздуха на входе в компрессор (компрессор низкого давления); нагрузках равных 75, 50 и 25 % от номинальной и на холостом ходу.

Измерительные приборы и устройства, устанавливаемые на оборудовании, не должны вызывать изменение показателей ГТУ или других ее характеристик, подлежащих проверке. Случаи, когда это требование не может быть выполнено в полной мере, должны быть специально рассмотрены и согласованы между изготовителем и потребителем.

Измерительные приборы должны быть подвергнуты тарировке непосредственно до и после испытаний.

Для расчетов показателей ГТУ по измеренным величинам определяются их среднеарифметические или интегральные значения. К этим средним величинам вводятся все необходимые поправки, учитывающие результаты тарировки приборов и условия измерений.

Мощность приводных ГТУ определяется на валу ГТУ (брутто). При определении мощности нетто этих ГТУ из мощности, определенной на валу ГТУ, должна быть вычтена мощность, затрачиваемая на автономный привод вспомогательных механизмов.

Расчеты, необходимые для определения косвенными методами мощности ГТУ или температуры газов перед турбинами, определения внутренней мощности приводимых ГТУ агрегатов, должны производиться с учетом конкретных свойств рабочего тела и их изменений в зависимости от состояния (температур, а там, где это необходимо, и давлений). Значение энтальпий при всех расчетах отсчитывается от 273 К.

3.2. Программа испытаний и схема измерений

Все испытания должны проводиться в соответствии с программой испытаний. Ниже представлен пример выполнения программы эксплуатационных теплотехнических и газодинамических испытаний газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

3.2.1. Общие положения программы испытаний

Цель испытаний — оценка соответствия теплотехнических и газодинамических характеристик газотурбинного ГПА в условиях эксплуатации техническим требованиям, установленным в нормативной документации для станционных условий по ГОСТ 28775.

Задачи испытаний — определение показателей:

- мощности на муфте ГТУ;
- эффективного КПД ГТУ;
- отношения давлений ЦБН;
- политропного КПД ЦБН;
- границы помпажных режимов ЦБН.

Настоящая программа и методика распространяется на проведение теплотехнических и газодинамических испытаний в условиях эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата с газотурбинным двигателем (или ГТУ), работающим по двухвальной или трехвальной схеме.

3.2.2. Подготовительные работы

Перед началом проведения испытаний проверяется плотность арматуры и соединений специальных измерительных устройств, влияющих на точность получаемых результатов. По обязанности нагнетателя не должно быть перетекания технологического газа через закрытые краны и их байпасы. Если имеется утилизатор на приеме газохода, необходимо произвести его отключение, а жалюзи закрыть.

Измерительные приборы подвергаются поверке по образцовым до и после испытаний. На входном и выходном патрубках нагнетателя в штатные отверстия устанавливаются специальные карманы (гиль-

зы), при необходимости поставляемые НИЛ ГПА, для установки лабораторных термометров.

Эксплуатационный персонал обеспечивает помощь в монтаже специальных измерительных устройств НИЛ ГПА на подводящих и отводящих патрубках нагнетателя, проводит врезку и монтаж дополнительных отборов давления и температуры (если имеются) в соответствии со схемой измерений при испытаниях газотурбинного ГПА под руководством инженера по ЭОГО и испытателей НИЛ ГПА.

Подготовку к пуску, эксплуатацию и техническое обслуживание ГПА в процессе испытаний производит персонал компрессорного цеха в соответствии с инструкциями по эксплуатации ГПА и правилами технической эксплуатации компрессорного цеха с газотурбинными ГПА.

Эксплуатационный персонал оказывает помощь в проведении испытаний и получении необходимой диспетчерской информации.

3.2.3. Порядок проведения испытаний

Устраняются утечки рабочих тел из импульсных линий. Производится стабилизационная выдержка режима не менее 2,5 ч. Критерием тепловой стабилизации ГТУ является изменение температуры рабочей среды по тракту ГТУ, которое не должно превышать 5 °С в течение 30 мин.

При проведении испытаний между режимами производится стабилизационная выдержка не менее 1,5 ч. Временная выдержка может быть увеличена при отклонении измеренных параметров от средней величины более чем на 5 % относительных.

При проведении испытаний используются приборы повышенной точности. Для контроля режимов работы используются штатные приборы, предварительно поверенные службой метрологии ЛПУ. Службой КИПиА дополнительно обеспечивается замер расхода топливного газа на агрегат или на цех.

До начала испытаний из химической лаборатории магистрального газопровода приходят данные о химическом составе технологического газа, от службы метрологии ЛПУ — метрологические паспорта и свидетельства о поверке используемых на испытаниях штатных приборов.

При проведении испытаний показания приборов на каждом режиме заносятся в протокол испытаний по форме, приведенной на с. 92.

Обработка результатов испытаний проводится в НИЛ ГПА. Далее представляется отчет об обработке данных результатов.

3.2.4. Методика испытаний

На каждом режиме отсчеты показаний измерительных приборов проводят не менее двух раз с интервалом 10–15 мин в течение 30 мин (но не более).

Испытания проводят на нескольких режимах (не менее трех) в диапазоне нагрузок от 50 % номинальной мощности ГПА до максимально допустимой.

Режимы устанавливаются в результате перехода с меньшей нагрузки на большую и наоборот.

Принципиальные схемы измерений приведены на рис. 3.1 и 3.2, перечень измерений и погрешностей измерительных приборов представлены в табл. 3.1.

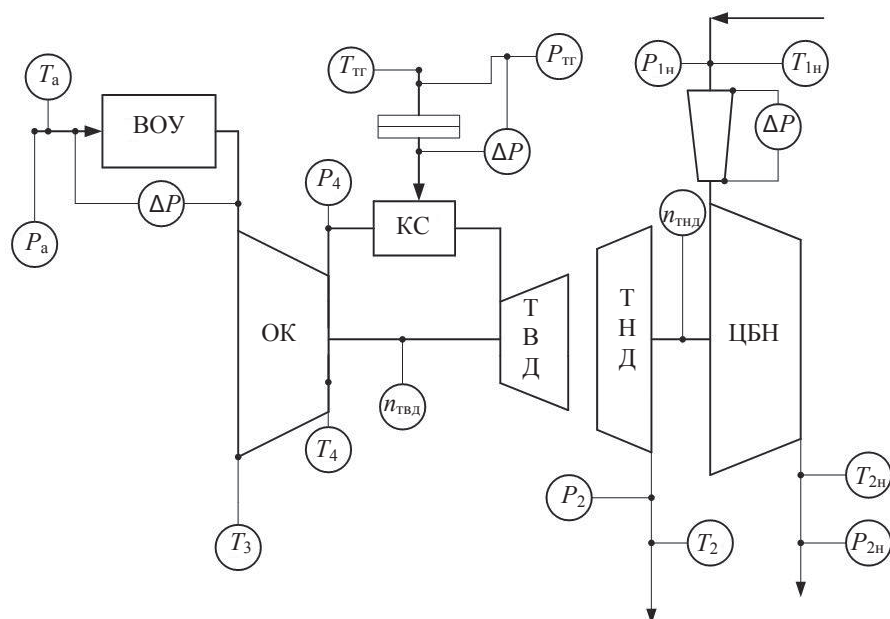


Рис. 3.1. Принципиальная схема измерений двухвальной ГТУ:

ВОУ — воздухоочистительное устройство; КС — камера сгорания; ТВД — турбина высокого давления; ТНД — турбина низкого давления; ОК — цикловой осевой компрессор; ЦБН — центробежный нагнетатель

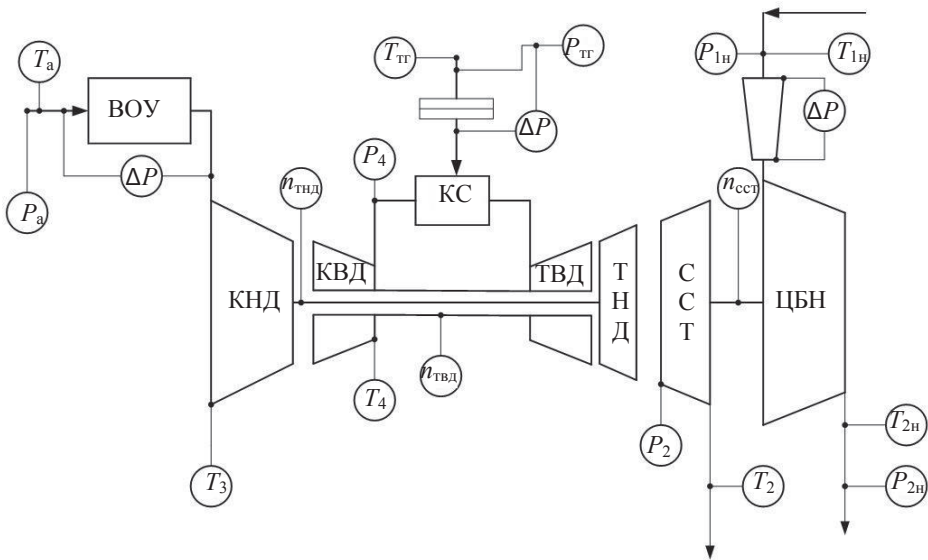


Рис. 3.2. Принципиальная схема измерений трехвальной ГТУ:

ВОУ — воздухоочистительное устройство; КНД — камера низкого давления;
 КВД — камера высокого давления; КС — камера сгорания; ТВД — турбина высокого
 давления; ТНД — турбина низкого давления; ССТ — силовая турбина;
 ЦБН — центробежный нагнетатель

Таблица 3.1

**Перечень измерений и погрешности измерительных приборов
 при испытаниях газоперекачивающего агрегата**

Номер п/п	Измеряемая величина	Обозначе- ния	Погрешность измерения
1	Температура атмосферного воздуха	t_a	$\pm 0,5^\circ \text{C}$
2	Барометрическое давление	B_o'	$\pm 200 \text{ Па}$
3	Потери давления входного тракта	P_3	$\pm 2,0 \%$
4	Температура на входе компрессора	t_3	$\pm 0,5^\circ \text{C}$
5	Избыточное давление после компрессора	P_o'	$\pm 0,3 \%$
6	Температура на выходе из компрессора	t_4	$\pm 0,5 \%$
7	Температура продуктов сгорания в точке ее штатного измерения	t_2	$\pm 0,5 \%$
8	Потери давления в выхлопном тракте (левый/правый газоход)	ΔP_2	$\pm 2,0 \%$
9	Частота вращения ротора турбины ВД	$n_{\text{ТВД}}$	$\pm 10 \text{ об/мин}$
10	Частота вращения ротора турбины НД	$n_{\text{ТНД}}$	То же
11	Частота вращения ротора турбины СТ	$n_{\text{ССТ}}$	-- «--
12	Избыточное давление на входе в ЦБН	$P'_{1н}$	$\pm 0,3 \%$

Окончание табл. 3.1

Номер п/п	Измеряемая величина	Обозначения	Погрешность измерения
13	Избыточное давление на выходе из ЦБН	$P'_{2Н}$	То же
14	Температура газа на входе в ЦБН	$t_{1Н}$	$\pm 0,2$ °С
15	Температура газа на выходе из ЦБН	$t_{2Н}$	То же
16	Перепад давления на входном устройстве (конфузоре) ЦБН	$\Delta P_{Н}$	$\pm 0,3$ %
17	Избыточное давление топливного газа	$P_{тг}$	$\pm 0,3$ %
18	Температура топливного газа	$t_{тг}$	$\pm 0,2$ °С
19	Перепад давления на диафрагме топливного газа	$\Delta P_{тг}$	$\pm 0,3$ %
20	Плотность газа в стандартных условиях ($T = 293,15$ К, $P = 0,1013$ МПа)	ρ_0	$\pm 0,5$ %
21	Низшая теплота сгорания	Q_P^H	То же

При обеспечении требуемых погрешностей измерений, представленных в табл. 3.1, среднеквадратическая относительная погрешность определения показателей ГПА составляет:

- мощность ГПА $\pm 3\text{--}5$ %;
- эффективный КПД ± 3 отн. %;
- политропный КПД $\pm 1,5\text{--}2,0$ %.

Измерительные приборы должны быть подвергнуты тарировке непосредственно до и после испытаний. Замеры производятся при полностью установившихся режимах работы ЦБН и ГТУ. Измеренные величины параметров заносятся в протокол испытаний (см. форму ниже на с. 93).

Данные измерений приводятся к результатам, сравнимым с приведенными в технических условиях, для ГТУ и ЦБН. По результатам испытаний рассчитывают теплотехнические и газодинамические параметры $N_{е\text{ пр}}$, η_e , ϵ_n , $\eta_{\text{пол}}$, $Q_{1\text{ н пр}}$. Мощность на муфте ГПА N_e определяют по мощности потребляемой ЦБН [12]. Показатели и характеристики ЦБН определяют по статическим параметрам перекачиваемого газа (давлению и температуре), измеренным в сечениях входного и выходного фланцев (патрубков).

На основе полученных данных определяются коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности, КПД и топливному газу, также коэффициент технического состояния ЦБН по КПД. По результатам испытаний оформляется отчет с заключением по фактическим характеристикам газотурбинного ГПА.

Протокол испытаний газотурбинного газоперекачивающего агрегата

№ п/п	Наименование параметра	Обо- значе- ние	Размер- ность	Фор- мула	Режимы				
					1	2	3	4	5
	Номер агрегата								
	Дата испытаний								
	Время испытаний								
Измеренные параметры ГТУ									
1	Барометрическое давление	P_a	кПа	Замер					
2	Температура атмосферного воз- духа	t_a	°С	То же					
3	Температура воздуха на входе в компрессор	t_3	°С	—«—					
4	Потери давления входного тракта	ΔP_3	кПа	—«—					
5	Частота вращения вала ТВД	$n_{\text{ТВД}}$	об/мин	—«—					
6	Частота вращения вала ТНД	$n_{\text{ТНД}}$	об/мин	—«—					
7	Частота вращения вала ЦБН	$n_{\text{Н}}$	об/мин	—«—					
8	Температура воздуха после ком- прессора	t_4	°С	—«—					
9	Давление воздуха после компрес- сора	P_4	кг/см ²	—«—					
10	Давление топливного газа	$P_{\text{ТГ}}$	кг/см ²	—«—					
11	Температура топливного газа	$t_{\text{ТГ}}$	°С	—«—					
12	Температура продуктов сгорания за турбиной	t_2	°С	—«—					
13	Давление продуктов сгорания за турбиной	P_2	кПа	—«—					
Измеренные параметры ЦБН									
14	Плотность природного газа	γ	кг/нм ³	—«—					
15	Избыточное давление на входе в ЦБН	$P_{1\text{Н}}'$	кг/см ²	—«—					
16	Избыточное давление на выходе из ЦБН	$P_{2\text{Н}}'$	кг/см ²	—«—					
17	Температура на входе в ЦБН	$t_{1\text{Н}}$	°С	—«—					
18	Температура на выходе из ЦБН	$t_{2\text{Н}}$	°С	—«—					
19	Перепад давления на конфузоре ЦБН	$\Delta P_{\text{К}}$	кПа	—«—					

3.3. Методика обработки экспериментальных данных

Алгоритм расчета характеристик ЦБН природного газа при обработке результатов теплотехнических и газодинамических испытаний ГГПА представлен ниже.

Барометрическое давление B_o , кг/см²:

$$B_o = \frac{B'_o}{735,5}.$$

Абсолютное давление на входе в ЦБН P_{1H} , кг/см²:

$$P_{1H} = P'_{1H} + B_o.$$

Абсолютное давление на выходе из ЦБН P_{2H} , кг/см²:

$$P_{2H} = P'_{2H} + B_o.$$

Далее проводится расчет напора и КПД ЦБН по методу Шульца.

Псевдокритическое давление природного газа $P_{кр}$, МПа:

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кр_i},$$

где n — количество компонентов природного газа; $P_{кр_i}$ — критическая температура (см. табл. 3.2 на с. 97), $i = 1, 2, 3, \dots, n$.

Псевдокритическая температура природного газа $T_{кр}$, К:

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр_i},$$

где n — количество компонентов природного газа; $T_{кр_i}$ — критическая температура (см. табл. 3.2 на с. 97), $i = 1, 2, 3, \dots, n$.

Приведенное давление на входе в ЦБН:

$$\pi_1 = \frac{P_{1H}}{P_{кр}}.$$

Приведенное давление на выходе из ЦБН:

$$\pi_2 = \frac{P_{2H}}{P_{кр}}.$$

Приведенная температура на входе в ЦБН:

$$\tau_1 = \frac{T_{1Н}}{T_{кр}}$$

Приведенная температура на выходе из ЦБН:

$$\tau_2 = \frac{T_{2Н}}{T_{кр}}$$

Среднее приведенное давление в ЦБН:

$$\pi_{ср} = \frac{\pi_1 + \pi_2}{2}.$$

Средняя приведенная температура в ЦБН:

$$\tau_{ср} = \frac{\tau_1 + \tau_2}{2}.$$

Средний коэффициент сжимаемости природного газа в ЦБН:

$$z_{ср} = 1 - \left(\frac{0,41}{\tau_{ср}^3} + \frac{0,061}{\tau_{ср}} \right) \pi_{ср} - \frac{0,04}{\tau_{ср}^3} \pi_{ср}.$$

Молярная масса природного газа M , кг/кмоль:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i,$$

где n — количество компонентов природного газа; M_i — молярная масса (см. табл. 3.2 на с. 97), $i = 1, 2, 3, \dots, n$.

Газовая постоянная природного газа R , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$:

$$R = \frac{8,31451}{M}.$$

Относительная плотность природного газа по воздуху:

$$d = \frac{M}{28,96}.$$

Молярная теплоемкость природного газа на входе ЦБН $MC_{p_{01}}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$:

$$MC_{p_{01}} = a + bT_{1Н} + cT_{1Н}^2 + dT_{1Н}^3,$$

где a, b, c, d — коэффициенты, рассчитываемые по формуле типа

$$a = \sum_{i=1}^n a_i y_i,$$

где y_i — содержание i — компонента природного газа, выраженное в долях.

Значения коэффициентов a_i, b_i, c_i, d_i компонентов природного газа приведены в табл. 3.3.

Мольная теплоемкость природного газа на выходе ЦБН $MC_{p_{02}}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$:

$$MC_{p_{02}} = a + bT_{2H} + cT_{2H}^2 + dT_{2H}^3.$$

Удельная теплоемкость газа в идеально-газовом состоянии на входе в ЦБН $C_{p_{01}}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$:

$$C_{p_{01}} = \frac{MC_{p_{01}}}{M}.$$

Удельная теплоемкость газа в идеально-газовом состоянии на выходе из ЦБН $C_{p_{02}}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$:

$$C_{p_{02}} = \frac{MC_{p_{02}}}{M}.$$

Средняя удельная теплоемкость природного газа в идеально-газовом состоянии в ЦБН $C_{p_{0\text{cp}}}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$:

$$C_{p_{0\text{cp}}} = \frac{C_{p_{01}} + C_{p_{02}}}{2}.$$

Средний коэффициент изотермической сжимаемости в ЦБН:

$$Y_{\text{cp}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{Z_{\text{cp}}} \left(Z_{\text{cp}} - 1 + \left(a_4 - \frac{a_5}{\tau_{\text{cp}}} + \frac{a_6}{\tau_{\text{cp}}^3} \right) \frac{\pi_{\text{cp}}^2}{\tau_{\text{cp}}^2 Z_{\text{cp}}^2} \right)}.$$

где $a_1 \dots a_6$ — коэффициенты уравнения состояния, полученные для газов, указанных в табл. 3.4 (приведены в табл. 3.5).

Таблица 3.2

Физические константы индивидуальных газов при 293,15 К и 0,101325 МПа

Наименование газа	Молярная масса M_i , кг/моль	Газовая постоянная R_i , кДж/(кг·К)	Критическое давление $P_{кр\ i}$, МПа	Критическая температура $T_{кр\ i}$, К
Метан	16,043	0,51826	4,600	190,56
Этан	30,070	0,27651	4,880	305,83
Пропан	44,097	0,18855	4,250	369,82
н-Бутан	58,123	0,14305	3,784	425,14
изо-Бутан	58,123	0,14305	3,648	408,13
н-Пентан	72,150	0,11524	3,364	469,69
изо-Пентан	72,150	0,11524	3,381	460,39
Гексан	86,177	0,09648	3,030	506,40
Гептан	100,204	0,08298	2,740	539,20
Азот	28,014	0,29670	3,390	126,20
Углекислый газ	44,010	0,18892	7,386	304,20
Воздух	28,963	0,28707	3,751	132,42
Кислород	31,999	0,25984	5,043	154,58
Сероводород	34,082	0,24396	8,940	373,20
Водород	2,016	4,12426	1,297	33,20
Водяной пар	18,015	0,46153	22,064	647,14
Природный газ (по ГОСТ 23194)	16,404	0,50686	4,636	192,137

Таблица 3.3

Значение коэффициентов индивидуальных газов для расчета молярной теплоемкости в идеальном газовом состоянии

Наименование газа	Формула	a_i , кДж/(кмоль·К)	$b_i \cdot 10^2$, кДж/(кмоль·К ²)	$c_i \cdot 10^4$, кДж/(кмоль·К ³)	$d_i \cdot 10^6$, кДж/(кмоль·К ⁴)
Метан	CH ₄	41,205	−9,4802	3,2343	−0,2240
Этан	C ₂ H ₆	36,790	−4,7361	4,4853	−0,3770
Пропан	C ₃ H ₈	43,467	−5,4240	7,2168	−0,6728
н-Бутан	н-C ₄ H ₁₀	45,126	6,1094	5,5504	−0,5257
н-Пентан	н-C ₅ H ₁₂	55,301	8,3569	6,6775	−0,6402
н-Гексан	н-C ₆ H ₁₄	90,192	−6,9857	11,8730	−0,0106
Азот	N ₂	29,040	0,1151	−0,0682	0,0133
Углекислый газ	CO ₂	20,810	6,3606	−0,2914	−0,0063
Природный газ (по ГОСТ 23194)	—	40,983	−9,2866	3,1993	−0,2221

Таблица 3.4

Состав в объемных процентах газа

Наименование газа	По ГОСТ 23194	Номер 1	Номер 2
Метан (CH_4)	98,63	93,30	85,95
Этан (C_2H_6)	0,12	4,00	5,85
Пропан (C_3H_8)	0,02	0,60	2,07
н-Бутан ($\text{n-C}_4\text{H}_{10}$)	0,10	0,40	0,74
н-Пентан ($\text{n-C}_5\text{H}_{12}$ + высшие)	—	0,30	0,36
Диоксид углерода (CO_2)	1,01	0,10	2,19
Азот (N_2)	0,12	1,30	2,84

Таблица 3.5

Значения коэффициентов уравнения состояния

Газ	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6
Метан	0,1248	0,3475	0,1164	0,0290	0,0271	0,0385
По ГОСТ 23194	0,1237	0,3468	0,1188	0,0291	0,0273	0,0390
№ 1	0,1251	0,3446	0,1314	0,0297	0,0292	0,0428
№ 2	0,1235	0,3417	0,1443	0,0303	0,0312	0,0464

Для газов с содержанием метана в диапазоне 95–100 % следует использовать коэффициенты $a_1 \dots a_6$, рассчитанные для стандартного состава газа, в диапазоне 90–95 % для газа № 1, в диапазоне 85–90 % для газа № 2.

Средний коэффициент изобарической сжимаемости в ЦБН:

$$X_{\text{cp}} = \frac{Y_{\text{cp}}}{Z_{\text{cp}}} \left[\left(\frac{a_2}{\tau_{\text{cp}}} + \frac{3a_3}{\tau_{\text{cp}}^3} \right) \frac{\pi_{\text{cp}}}{\tau_{\text{cp}} Z_{\text{cp}}} + \left(\frac{a_5}{\tau_{\text{cp}}} - \frac{3a_6}{\tau_{\text{cp}}^3} \right) \frac{\pi_{\text{cp}}^2}{\tau_{\text{cp}}^2 Z_{\text{cp}}^2} + Z_{\text{cp}} \right] - 1.$$

Средняя поправка теплоемкости природного газа в ЦБН:

$$\Delta C_{p_{\text{cp}}} = \left(\frac{Z_{\text{cp}} (1 + X_{\text{cp}})^2}{Y_{\text{cp}}} + \frac{6a_3 \pi_{\text{cp}}}{Z_{\text{cp}} \tau_{\text{cp}}^4} - \frac{3a_6 \pi_{\text{cp}}^2}{Z_{\text{cp}}^2 \tau_{\text{cp}}^5} - 1 \right) R.$$

Средняя теплоемкость природного газа в ЦБН $C_{p_{\text{cp}}}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$:

$$C_{p_{\text{cp}}} = \Delta C_{p_{\text{cp}}} + C_{p_{\text{о. cp}}}.$$

Степень повышения давления в ЦБН:

$$\varepsilon_H = \frac{P_{2H}}{P_{1H}}.$$

Степень нагрева природного газа в ЦБН:

$$\theta_H = \frac{t_{2H} + 273}{t_{1H} + 273}.$$

Температурный показатель политропы:

$$m_t = \lg \theta [\lg \varepsilon_H]^{-1}.$$

Показатель псевдоизоэнтропы:

$$\frac{K}{K-1} = \frac{C_{\text{ср}}}{Z_{\text{ср}} R} - \frac{X_{\text{ср}}}{m_t}.$$

Политропный КПД:

$$\eta_{\text{п}} = \frac{K-1}{K} \frac{1}{m_t}.$$

Внутренняя удельная работа (полный напор) $H_i, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$H_i = \frac{K}{K-1} Z_{\text{ср}} R (T_{2H} - T_{1H}).$$

Удельная политропная работа (политропный напор) $H_{\text{п}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$H_{\text{п}} = \frac{Z_{\text{ср}} R T_{1H}}{m_t} \left[(\varepsilon_H)^{m_t} - 1 \right] \xi,$$

где ξ — корректирующий коэффициент, равный 1,0 при $\varepsilon_H \leq 4,0$.

Помимо метода Шульца можно произвести расчет напора и КПД ЦБН по методу «энтальпий». Алгоритм расчета представлен далее.

Мольная энтальпия природного газа на входе в ЦБН $Mi_{\text{ол}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$:

$$Mi_{\text{ол}} = a T_{1H} + \frac{b}{2} T_{1H}^2 + \frac{c}{3} T_{1H}^3 + \frac{d}{4} T_{1H}^4.$$

Мольная энтальпия природного газа на выходе из ЦБН $Mi_{o2}, \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$:

$$Mi_{o2} = aT_{2H} + \frac{b}{2}T_{2H}^2 + \frac{c}{3}T_{2H}^3 + \frac{d}{4}T_{2H}^4.$$

Удельная энтальпия газа в идеально-газовом состоянии на входе в ЦБН $i_{o1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$i_{o1} = \frac{Mi_{o1}}{M}.$$

Удельная энтальпия газа в идеально-газовом состоянии на выходе из ЦБН $i_{o2}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$i_{o2} = \frac{Mi_{o2}}{M}.$$

Поправка энтальпии на входе в ЦБН:

$$-\Delta i_{1H} = \left(\tau_1 \left[\left(\frac{a_2}{\tau_1} + \frac{3a_3}{\tau_1^3} \right) \frac{\pi_1}{\tau_1 Z_{1H}} + 0,5 \left(\frac{a_5}{\tau_1} - \frac{3a_6}{\tau_1^3} \right) \frac{\pi_1^2}{\tau_1^2 Z_{1H}^2} + 1 - Z_{1H} \right] \right) RT_{кр}.$$

Поправка энтальпии на выходе из ЦБН:

$$-\Delta i_{2H} = \left(\tau_2 \left[\left(\frac{a_2}{\tau_2} + \frac{3a_3}{\tau_2^3} \right) \frac{\pi_2}{\tau_2 Z_{2H}} + 0,5 \left(\frac{a_5}{\tau_2} - \frac{3a_6}{\tau_2^3} \right) \frac{\pi_2^2}{\tau_2^2 Z_{2H}^2} + 1 - Z_{2H} \right] \right) RT_{кр}.$$

Энтальпия на входе в ЦБН $i_{1H}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$i_{1H} = i_{o1} + \Delta i_{o1}.$$

Энтальпия на выходе из ЦБН $i_{2H}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$i_{2H} = i_{o2} + \Delta i_{o2}.$$

Полный напор $H_i, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$H_i = i_{1H} + i_{2H}.$$

Объемный показатель политропы:

$$m_v = \lg \left(\frac{Z_{2H} T_{2H}}{Z_{1H} T_{1H}} \right) [\lg \varepsilon_H]^{-1}.$$

Политропный напор $H_{\text{п}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$:

$$H_{\text{п}} = \frac{Z_{1\text{H}} R T_{1\text{H}}}{m_v} \left[(\varepsilon_{\text{H}})^{m_v} - 1 \right] \xi,$$

где ξ — корректирующий коэффициент равный 1,0 при $\varepsilon_{\text{H}} \leq 4,0$.

Политропный КПД:

$$\eta_{\text{п}} = \frac{H_{\text{п}}}{H_i}.$$

Для обоих методов расчет внутренней мощности ЦБН производится по следующим формулам:

- плотность природного газа на входе в ЦБН $\rho_{1\text{H}}, \text{кг/м}^3$:

$$\rho_{1\text{H}} = \frac{P_{1\text{H}} \cdot 10^3}{Z_{1\text{H}} R T_{1\text{H}}};$$

- массовый расход природного газа через ЦБН $G_{\text{H}}, \text{кг/с}$:

$$G_{1\text{H}} = \rho_{1\text{H}} Q_{1\text{H}};$$

- внутренняя мощность ЦБН $N_i, \text{кВт}$:

$$N_i = G_{1\text{H}} H_i.$$

При равных возможностях применения методов приоритет отдается методу «энтальпий» либо расчет производится с использованием обоих методов.

Ниже представлен алгоритм расчета ГТУ при обработке результатов испытаний.

Механические потери в ЦБН $\Delta N_{\text{м}}, \text{кВт}$:

$$\Delta N_{\text{м}} = 100 \left(\frac{n_{\text{H}}}{n_{\text{H}_0}} \right)^{1,5}.$$

Эффективная мощность ГТУ $N_e, \text{кВт}$:

$$N_e = N_i + \Delta N_{\text{м}}.$$

Объемная низшая теплота сгорания $Q_{\text{H}}, \text{кДж/м}^3$:

$$Q_{\text{H}} = \sum_{i=1}^n x_i Q_{H_i},$$

где n — количество компонентов природного газа; $i = 1, 2, 3, \dots, n$.

Массовая низшая теплота сгорания Q_M , кДж/кг:

$$Q_M = \frac{Q_H}{1,2044d}.$$

Удельная энтальпия топливного газа $i_{ТГ}$, кДж/кг:

$$i_{ТГ} = 2,3(T_{ТГ} - 273,15).$$

Расход топливного газа $G_{ТГ}$, кг/с:

$$G_{ТГ} = A\sqrt{\Delta P_{ТГ} \cdot \rho_{ТГ}},$$

где A — расходный коэффициент, определяемый индивидуально для каждой расходомерной диафрагмы.

Эффективный КПД ГТУ:

$$\eta_e = \frac{N_e}{G_{ТГ}(Q_M + i_T)}.$$

3.4. Понятие коэффициента технического состояния ГТУ и ЦБК

Одной из важнейших задач систем транспорта и хранения природного газа является бесперебойность и высокая эффективность поставки природного газа на потребительский рынок в нашей стране и за рубежом. Выполнение этой задачи невозможно без реализации системы мер, направленных на обеспечение эффективной и долгосрочной работы основного оборудования компрессорных станций — газоперекачивающих агрегатов, которых по стране насчитывается несколько тысяч. Такая реализуемая система мер должна предусматривать комплексы взаимосвязанных мероприятий, направленных в том числе на мониторинг технического состояния оборудования как первооснову безопасной и эффективной эксплуатации. Кроме того, эксплуатация газотурбинных двигателей по техническому состоянию — одно из прогрессивных направлений снижения эксплуатационных расходов, в том числе за счет более полного исчерпания ресурса.

Переход к эксплуатации по техническому состоянию (ТС) потребовал разработки критериев оценки, позволяющих следить за его ухуд-

шением и достижением некоторых предельно допустимых уровней, при которых необходимо принимать меры по исправлению ситуации. В практике эксплуатации газоперекачивающих агрегатов оценивание ТС выполняют по теплотехническим характеристикам. Для этого проводят контроль параметров и разрабатывают критерии оценки ТС с использованием характеристик. Методической основой при этом являются следующие документы: методические указания, технологические регламенты, инструкции и руководства по эксплуатации.

В качестве критериев стабильности показателей и характеристик ГТУ и ЦБК используются коэффициенты технического состояния (КТС) либо значения фактических номинальных приведенных мощностей и КПД (что по существу одно и то же).

Понятия КТС по мощности и по КПД используются при проектировании камеры сгорания КС, при нормировании энергоресурсов и в других случаях. В то же время КТС используются значительно реже для оценки технического состояния и корректировки реальных характеристик.

Для оценки технического состояния ГТУ принято использовать предложенные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности, КПД и топливному газу. Коэффициент технического состояния по мощности представляется как отношение приведенной располагаемой мощности к номинальной мощности агрегата по техническим условиям:

$$K_N = \frac{N_{e\text{ пр}}^{\text{расп}}}{N_{e0}}.$$

Под приведенной располагаемой мощностью понимается эффективная мощность, которую развивает ГТУ, имеющая фактическое состояние, при стандартных станционных условиях ($t_a = 15^\circ\text{C}$, $P_a = 101,3\text{ кПа}$) при достижении любого параметра номинального (ограничение) значения. Как правило — это температура продуктов сгорания ГТУ в точке ее штатного измерения и (или) частоты вращения компрессоров НД (низкого давления), ВД (высокого давления), СТ (силовая турбина), возможны и другие ограничения, связанные с техническим состоянием агрегата.

Под номинальной мощностью понимается эффективная мощность, которую может развить в станционных условиях ГТУ, имеющая исправное техническое состояние (определяется испытаниями на на-

чальной стадии эксплуатации), либо паспортное значение номинальной мощности (среднее для ГТУ данного типа).

Отношение фактического эффективного КПД ГТУ, которого она достигает в стационарных условиях на текущем режиме работы, к номинальному эффективному КПД установки по техническим условиям представляет собой коэффициент технического состояния по КПД:

$$K_{\eta} = \frac{\eta_e}{\eta_{e0}}.$$

При решении ряда практических вопросов, в частности для целей нормирования расхода топливного газа, более важным является коэффициент, характеризующий увеличение потребления топливного газа при ухудшении технического состояния. Таким коэффициентом является коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу

$$K_{\text{ТГ}} = \frac{Q_{\text{ТГ пр}}}{Q_{\text{ТГ0}}}.$$

По результатам обобщения данных теплотехнических испытаний ГПА, эксплуатируемых в прошлом столетии, ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» было получено аналитическое соотношение, связывающее коэффициенты технического состояния:

$$K_{\text{ТГ}} = \frac{1}{K_{\eta}} (0,75 + 0,25 K_N).$$

По данным из открытых источников эту зависимость стоит уточнить следующим образом:

$$K_{\text{ТГ}} = \frac{1}{K} (0,96 + 0,04 K_N).$$

Наибольшее распространение при определении КТС получил подход по мощности ГТУ. Основной проблемой определения КТС является точность расчета (получения) эффективной мощности, КПД и расхода топливного газа.

При анализе технического состояния используют приведенные к нормальным условиям параметры ГТУ:

- приведенный расход воздуха через ОК

$$G_{\text{В пр}} = G_{\text{В ф}} \frac{P_{\text{В0}}}{P_{\text{В}}} \sqrt{\frac{T_{\text{В}}}{T_{\text{В0}}}};$$

- приведенная частота вращения ротора

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{ф}} \sqrt{\frac{T_{\text{B0}}}{T_{\text{B}}}};$$

- приведенная степень повышения давления в ОК

$$\pi_{\text{К пр}} = \pi_{\text{К ф}};$$

- приведенная температура продуктов сгорания

$$T_{\text{Г пр}} = T_{\text{Г ф}} \frac{T_{\text{B0}}}{T_{\text{B}}};$$

- приведенный расход топливного газа

$$G_{\text{ТГ пр}} = G_{\text{ТГ ф}} \frac{P_{\text{B0}}}{P_{\text{B}}} \sqrt{\frac{T_{\text{B0}}}{T_{\text{B}}}} \frac{Q_{\text{м}}}{Q_{\text{м0}}};$$

- приведенная эффективная мощность ГТУ

$$N_{\text{е пр}} = N_{\text{е ф}} \frac{P_{\text{B0}}}{P_{\text{B}}} \sqrt{\frac{T_{\text{B0}}}{T_{\text{B}}}};$$

- приведенный эффективный КПД ГТУ

$$\eta_{\text{е пр}} = \eta_{\text{е ф}}.$$

Кроме КТС, также пользуются понятием коэффициента загрузки. Коэффициент загрузки ГТУ по мощности (фактический режим работы)

$$K_N^{\text{загр}} = \frac{N_{\text{е пр}}^{\text{ф}}}{N_{\text{е пр}}^{\text{расп}}}.$$

Процедура определения фактической номинальной мощности при испытаниях ГПА проводится следующим образом. Измеряются параметры ГТУ на нескольких режимах; рассчитываются приведенные параметры; строятся кривые зависимости ограничительных параметров от мощности в приведенной форме; определяется величина приведенной мощности при ограничении, которое вступает первым (рис. 3.3).

При определении фактической мощности по данным одного режима должны быть известны эталонные кривые ограничительных параметров. На основании данных режима работы агрегата и эталонных зависимостей сравниваются следующие фактические и эталонные параметры:

- приведенная температура сгорания за силовой турбиной;
- частота вращения силовой турбины;
- фактическая приведенная эксплуатационная мощность.

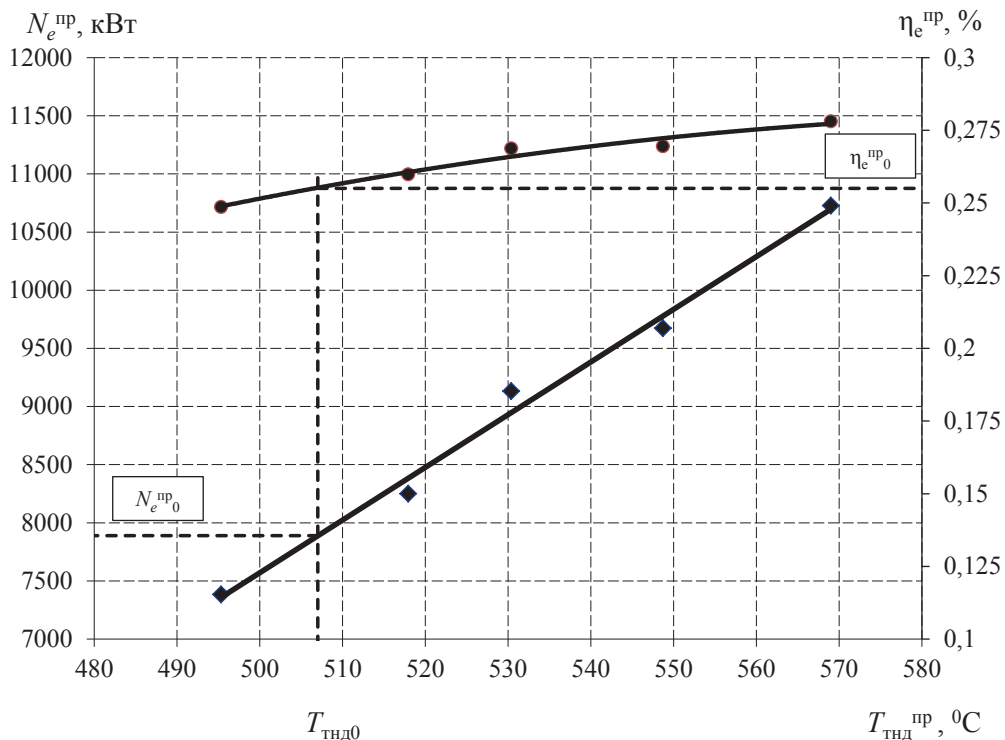


Рис. 3.3. Зависимость приведенной мощности и КПД ГТУ от температуры газов на выходе из ГТУ по результатам теплотехнических испытаний

Аналогично ГТУ определяется коэффициент технического состояния центробежного компрессора (нагнетателя). Коэффициент технического состояния ЦБК (рис. 3.4) — отношение фактического политропного КПД компрессора при номинальной производительности и номинальной частоте вращения к его номинальному значению по ТУ (ТЗ):

$$K_{\text{ЦБК}} = \frac{\eta_{\text{пол.ном}}^{\phi}}{\eta_{\text{пол.ном}}^0},$$

где в числителе и знаменателе соответственно фактический политропный КПД ЦБК при номинальном объемном расходе, номинальной частоте вращения и номинальный политропный КПД ЦБК по ТУ.

Коэффициент режима работы газового (центробежного) компрессора (рис. 3.5) — это отношение политропного КПД по паспортной (по ТУ) характеристике при фактическом объемном расходе на входе в ЦБК, приведенном к номинальной частоте вращения, к его номинальному значению:

$$K_{\text{р ЦБК}} = \frac{\eta_{\text{пол0}}^{\Phi}}{\eta_{\text{пол.ном}}^0}.$$

Характеристики ЦБК, полученные для каких-то конкретных условий, должны быть приведены к фиксированным целесообразно выбранным условиям.

В качестве параметров приведения выбраны:

- приведенная газовая постоянная $R_{\text{пр}}$;
- приведенная температура газа при всасывании $T_{\text{пр}}$;
- приведенный коэффициент сжимаемости в условиях всасывания $z_{\text{пр}}$;
- приведенное и номинальное число оборотов вала соответственно $n_{\text{пр}}$ и $n_{\text{ном}}$.

Приведенный объемный расход на входе:

$$Q_{\text{лн пр}} = Q_{\text{лн}} \frac{n_{\text{н0}}}{n_{\text{н}}}.$$

Приведенный политропный напор:

$$H_{\text{п пр}} = H_{\text{п}} \left(\frac{n_{\text{н0}}}{n_{\text{н}}} \right)^2.$$

Приведенный полный напор (разность энтальпий):

$$H_{\text{и пр}} = H_{\text{и}} \left(\frac{n_{\text{н0}}}{n_{\text{н}}} \right)^2.$$

Приведенный политропный КПД ЦБК:

$$\eta_{\text{п пр}} = \eta_{\text{п}}.$$

Приведенная удельная мощность:

$$\left(\frac{N_{\text{и}}}{\rho_{\text{лн}}} \right)_{\text{пр}} = \frac{N_{\text{и}}}{\rho_{\text{лн}}} \left(\frac{n_{\text{н0}}}{n_{\text{н}}} \right)^3.$$

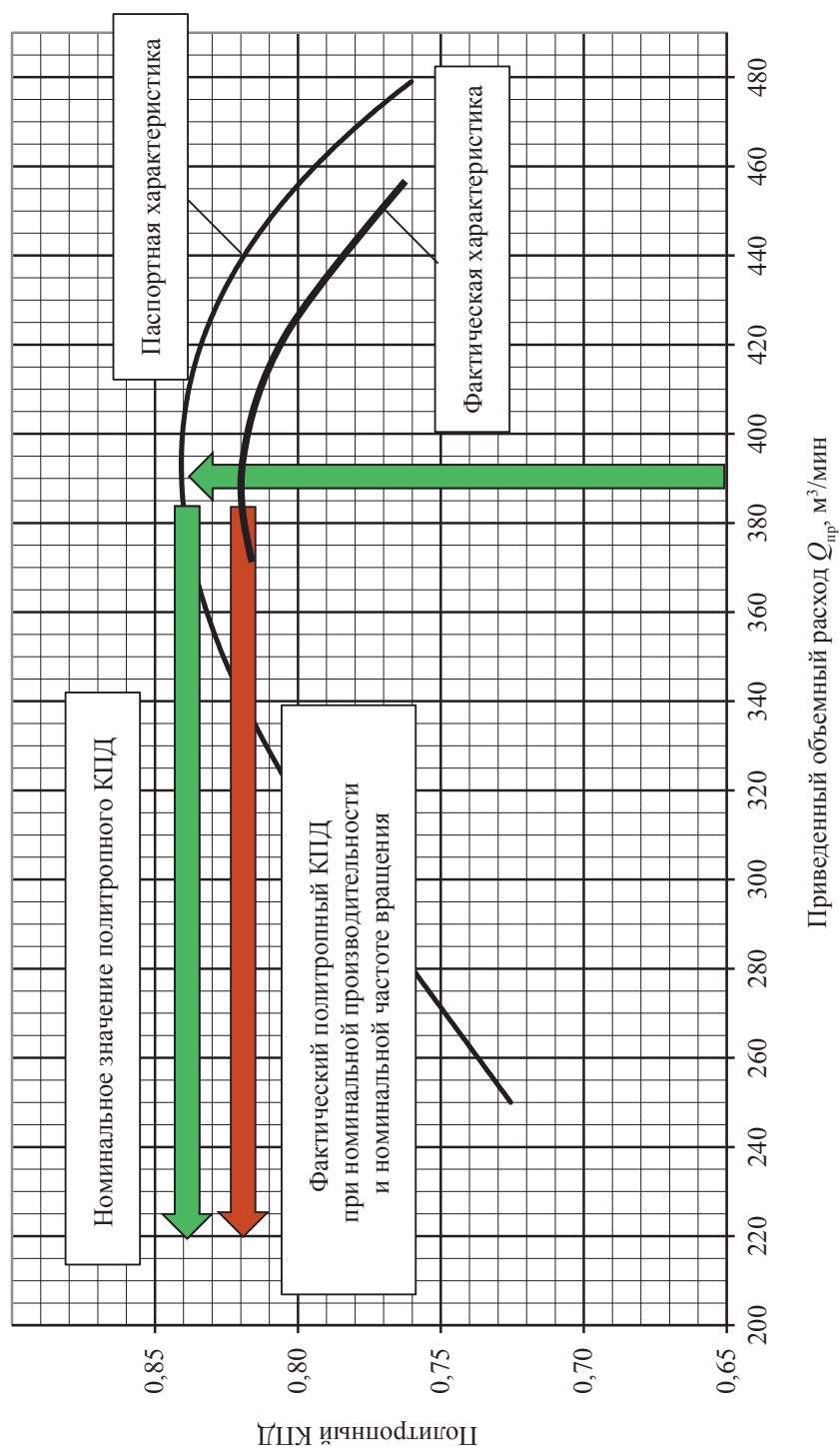


Рис. 3.4. Определение КТС ЦБК:

расчетные величины: $k = 1,312$, $Z = 0,9$, $R = 507,98$ Дж/(кг·К), $T_{и} = 288$ К, $n_{ном} = 5300$ об/мин

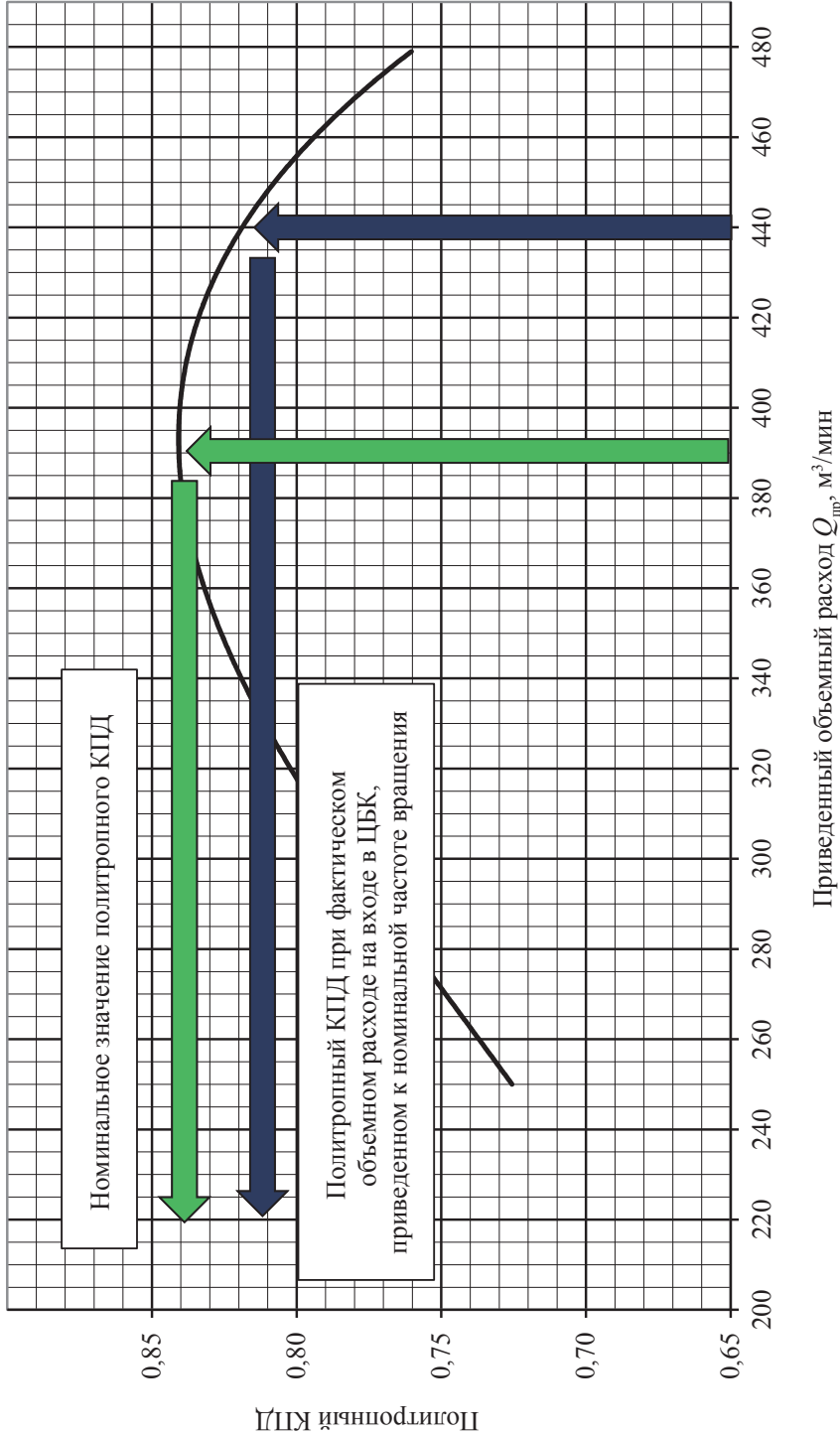


Рис. 3.5. Определение коэффициента режима работы ЦБК:

расчетные величины: $k = 1,312$, $Z = 0,9$, $R = 507,98$ Дж/(кг·К), $T_n = 288$ К, $n_{ном} = 5300$ об/мин

Приведенная степень повышения давления (степень сжатия):

$$\varepsilon_{\text{нпр}} = 1 + \frac{Z_{1\text{н}} R T_{1\text{н}}}{Z_{1\text{н}_0} R_0 T_{1\text{н}_0}} (\varepsilon_{\text{н}} - 1) \left(\frac{n_0}{n} \right)^2.$$

Приведенная частота вращения:

$$n_{\text{пр}} = n \sqrt{\frac{Z_{1\text{н}_0} R_0 T_{1\text{н}_0}}{Z_{1\text{н}} R T_{1\text{н}}}}.$$

Приведенная разность температур:

$$(T_{2\text{н}} - T_{1\text{н}})_{\text{пр}} = \frac{Z_{1\text{н}} R}{Z_{1\text{н}_0} R_0} \left(\frac{n_{\text{н}_0}}{n_{\text{н}}} \right)^2 (T_{2\text{н}} - T_{1\text{н}}).$$

Перестроение характеристик ЦБК при ухудшении технического состояния производится исходя из принципа эквидистантного сдвига расходно-напорных характеристик по частоте вращения ротора на относительную величину $\Delta \bar{n}$.

Исходная расходно-напорная характеристика, т. е. функция политропный напор (степень повышения давления) — объемный расход на входе. Справедлива при скорректированной номинальной частоте вращения $n = n_0 (1,33 - 0,33 K^{\text{ЦБК}})$.

Кривая КПД корректируется по формуле $\eta_{\text{пол}} = \eta_{\text{пол}_0} K^{\text{ЦБК}}$.

Кривые мощности (удельной мощности) сохраняются в исходном виде.

Принадлежность ГТУ и ЦБК к одному из четырех классов технического состояния в зависимости от фактических значений КТС определяется следующим образом:

- классы технического состояния ГТУ:
 - $0,95 \leq K \leq 1,0$ — исправное;
 - $0,85 \leq K \leq 0,95$ — удовлетворительное;
 - $0,80 \leq K \leq 0,85$ — допустимое;
 - $K < 0,80$ — эксплуатация нежелательна;
- классы технического состояния ЦБК:
 - $0,98 \leq K$ — исправное;
 - $0,90 \leq K \leq 0,98$ — удовлетворительное;
 - $0,85 \leq K \leq 0,90$ — неудовлетворительное;
 - $K < 0,85$ — эксплуатация нежелательна.

Причины снижения технического состояния агрегатов определяют на основании дополнительных исследований.

Контрольные вопросы к главе 3

1. Назовите задачи тепловых испытаний на этапе эксплуатации ГТУ.
2. Опишите особенности проведения тепловых испытаний ГТУ в условиях эксплуатации.
3. Какие имеются отличия в организации тепловых испытаний в условиях завода и в условиях эксплуатации?
4. Что такое установившиеся режимы работы ГТУ?
5. Что должна включать в себя программа испытаний ГТУ на объекте эксплуатации?
6. Опишите схему измерений при тепловых испытаниях ГТУ на объекте эксплуатации. Сравните ее со схемой измерений при испытаниях в заводских условиях.
7. Каким образом сказывается величина погрешности измерений приборов при испытаниях ГПА на определение эффективной мощности и КПД ГТУ, политропного КПД ЦБН?
8. В чем заключается отличие в подходах к определению напора и КПД ЦБН по методу Шульца и по методу «энтальпий»?
9. Что такое коэффициент технического состояния ГТУ? Как его определить?
10. Что такое коэффициент технического состояния ЦБН? Как его определить?

4. Испытания вспомогательного оборудования компрессорных станций

4.1. Вспомогательное оборудование компрессорной станции

Наряду с испытаниями основного оборудования компрессорных станций в условиях эксплуатации (ГТУ и ЦБК) требуют приемочных и других видов испытаний вспомогательные системы и оборудование как газоперекачивающего агрегата, так и компрессорной станции в целом.

При приемке опытного образца газоперекачивающего агрегата необходимо составление, а затем проведение в соответствии с ними испытаний, следующего типового перечня программ и методик испытаний ГПА и вспомогательных систем и оборудования [15]:

1. Программа и методика предварительных испытаний ГПА.
2. Программа и методика приемочных испытаний ГПА.
3. Программа и методика испытаний ЦБК.
4. Программа и методика испытаний ЦБК в составе ГПА.
5. Программа и методика проведения испытаний по проверке мощности и эффективного КПД ГТД в составе ГПА.
6. Программа и методика проверки САУ и защитных устройств в составе ГПА.
7. Методика определения расхода масла.
8. Методика определения тепловых выделений в окружающую среду.
9. Методика проведения испытаний по определению вредных выбросов в окружающую среду с продуктами сгорания ГПА.
10. Определение надежности пуска и пускового процесса двигателя ГТД в составе ГПА.
11. Программа проведения санитарно-гигиенических исследований.

12. Программа и методика проверки вибрационных характеристик.
13. Программа и методика определения эффективности работы АВОМ.
14. Программа и методика определения времени разогрева масла в маслобаках ГТД и ЦБК от температуры окружающей среды до $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$.
15. Программа и методика испытания КВОУ в составе ГПА.
16. Программа и методика определения гидравлических потерь во всасывающем тракте ГТУ.
17. Программа и методика определения гидравлических потерь в выхлопном тракте ГТУ.
18. Программа и методика определения вибрационного состояния технологических трубопроводов ЦБК.
19. Программа и методика проверки эффективности работы ПОС.
20. Программа и методика проверки срабатывания байпасного клапана КВОУ.
21. Программа и методика проверки безаварийного останова ГПА при отключении внешнего электропитания.
22. Программа и методика проверки эффективности автоматической системы пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения.
23. Методика определения и оценки параметров системы вентиляции и обогрева отсеков ГПА в условиях эксплуатации.
24. Методика определения удобства технического обслуживания ГПА.
25. Программа и методика определения времени запуска ГПА с выходом на «холостой ход».
26. Программа и методика определения влияния отбора технологического воздуха из-за компрессора ГТД на мощность ГПА.
27. Программа и методика проверки стабильности центровки системы «ГТД — ЦБК» в процессе эксплуатации.
28. Программа и методика проверки электробезопасности ГПА.
29. Программа и методика испытаний системы магнитного подвеса ротора ЦБК.
30. Программа и методика испытания газодинамических уплотнений газа ЦБК.
31. Программа и методика испытания УТО.
32. Программа и методика определения эффективности системы промывки (очистки) осевого компрессора.

Ввиду большого объема проводимых испытаний и многообразия оборудования, подлежащего испытаниям, в настоящем издании для примера приведены методики испытаний аппаратов воздушного охлаждения газа и регенеративных теплообменников.

4.2. Эксплуатационные испытания установок охлаждения газа

4.2.1. Основные положения

Ниже приведены основные положения эксплуатационных испытаний установок охлаждения газа.

1. Эксплуатационным испытаниям подлежат вводимые в эксплуатацию АВОГ в составе цеховой или агрегатной УОГ после его сжатия. Положения настоящего раздела могут быть использованы при вводе в эксплуатацию АВОГ (УОГ), прошедших ремонт, модернизацию или замену оборудования.
2. Испытания проводят после окончания монтажа и наладки АВОГ на месте его эксплуатации и подготовки акта готовности УОГ к эксплуатационным испытаниям, приведенного в [15, прил. Ж].
3. Для проведения испытаний и ввода АВОГ в эксплуатацию участвующие стороны создают рабочую комиссию в составе представителей заказчика и предприятия-изготовителя АВОГ под председательством заказчика. Рабочая комиссия назначается приказом эксплуатирующей организации.
4. Для агрегатной УОГ следует совмещать процедуры эксплуатационных испытаний ГПА и УОГ.
5. Обязанности сторон при проведении эксплуатационных испытаний УОГ до момента ее приемки в промышленную эксплуатацию определяются заключенными договорами, а границы эксплуатационной ответственности сторон определяются границами балансовой принадлежности эксплуатируемого оборудования.
6. Рабочая комиссия проводит проверку комплектности и соответствия вводимого АВОГ требованиям ТУ, осуществляет анализ отчетной документации по результатам монтажных и пусконаладочных работ, утверждает график проведения испытаний и дает разрешение на начало испытаний.

7. Испытания элементов и систем АВОГ проводят по рабочей программе, разработанной в соответствии с программой и методикой, приведенными ниже в п. 4.2.3.
8. Обслуживание аппаратов при подготовке и проведении испытаний производят работники эксплуатирующей организации согласно ИЭ УОГ.
9. Проведение испытаний оформляют протоколами испытаний, в которых отражают фактические данные проверок, осмотров, измерений и другие данные.
10. Результаты испытаний считают положительными, если продукция выдержала испытания в соответствии с рабочей программой испытаний.
11. При отказах и несоответствии параметров требованиям ТЗ, ТУ или соответствующей НД работу по выявлению, учету и устранению дефектов проводят в соответствии с требованиями НД.
12. На эксплуатационные испытания представляют следующую документацию:
 - комплект технической документации на АВОГ и его составные части в соответствии с ведомостью эксплуатационной документации;
 - акт готовности аппаратов и их составных частей к испытаниям;
 - акт измерения электрического сопротивления заземляющих устройств;
 - результаты опрессовки газовой обвязки и аппаратов;
 - акт метрологической аттестации измерительных каналов САУ (при наличии САУ);
 - результаты очистки (продувки или промывки) воздушного тракта;
 - акт проверки работоспособности жалюзи (для АВОГ с рециркуляцией);
 - акт и протокол приемосдаточных испытаний теплообменной секции на заводском стенде;
 - акт и протокол приемосдаточных испытаний вентилятора на заводском стенде;
 - акт и протокол приемосдаточных испытаний САУ (при наличии САУ).

4.2.2. Цель и объем эксплуатационных испытаний

Цель эксплуатационных испытаний:

- проверка соответствия объема поставки оборудования требованиям ТУ на поставку;
- проверка качества выполнения сборки, монтажных и пусконаладочных работ;
- проверка соответствия параметров аппаратов (установки) требованиям ТУ, техническим спецификациям, стандартам и НД;
- прием установки (аппаратов) в эксплуатацию.

В процессе испытаний проверяют:

- работоспособность АВОГ;
- надежность системы включения и выключения аппаратов;
- состояние систем и узлов аппаратов, включая отсутствие утечек газа;
- вибрационные характеристики АВОГ и вентиляторов;
- акустические характеристики установки (в порядке процедуры аттестации рабочих мест);
- теплотехнические характеристики АВОГ;
- гидравлические характеристики (гидравлическое сопротивление);
- мощностные характеристики (потребляемая электрическая мощность).

Объем испытаний можно корректировать в соответствии с решением рабочей комиссии по проведению испытаний.

4.2.3. Программа и методика эксплуатационных испытаний

Приведем методику эксплуатационных испытаний [15]:

1. Испытания УОГ проводят в соответствии с реализуемой на КС технологической схемой процесса охлаждения газа. Принципиальная технологическая схема УОГ приведена в прил. 1.
2. Испытания проводят на установившихся режимах работы УОГ. Критерием тепловой стабилизации является изменение температуры газа за УОГ не более $0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 30 мин.
3. Измерительная аппаратура должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8. 563. Измерительные приборы должны быть подвер-

гнуты тарировке до и после испытаний. Принципиальная схема измерений и перечень измерений и погрешностей измерительных приборов приведены в прил. 2, 3.

4. На каждом режиме расход газа, температура газа на входе в УОГ, температура окружающей среды и температура газа на выходе из УОГ, потребляемая мощность и гидравлическое сопротивление должны быть определены по результатам не менее двух измерений с интервалом 10–15 мин.
5. Для определения ряда характеристик АВОГ (теплотехнические, вибрационные и др.) могут быть использованы дополнительные средства измерения согласно соответствующим НД.
6. До проведения пусков проводят внешний осмотр АВОГ, вентилятора и всех систем АВОГ на предмет выявления утечки газа, проверку уплотнений в соответствии с эксплуатационной документацией.
7. В процессе теплотехнических испытаний УОГ определяют следующие показатели:
 - степень охлаждения μ ;
 - потеря давления (гидравлическое сопротивление) ΔP ;
 - потребляемая мощность N .

Предприятием-изготовителем (поставщиком) должны быть представлены паспортные теплотехнические характеристики в форме зависимостей, полученных для данного типоразмера АВОГ при всех включенных вентиляторах, работающих при максимальном угле установки лопастей колес на номинальной частоте вращения.

Расход газа через УОГ определяют:

- по данным газоизмерительной станции (если имеется);
- по сумме расходов газа работающих ЦБК (по измеренному перепаду давлений на входном сужающем устройстве — конфузоре).

Допускают определение расхода газа:

- по данным диспетчерского баланса расходов технологического газа;
- по методикам с использованием газодинамических характеристик ЦБК.

Массовый расход газа через УОГ $G_{\text{УОГ}}$, кг/с, вычисляют по формуле

$$G_{\text{УОГ}} = 4,0 \frac{q_k}{R},$$

где q_k — коммерческая производительность, млн м³/сут.

Массовый расход газа через один АВОГ G , кг/с, вычисляют по формуле

$$G = \frac{G_{\text{уог}}}{n_{\text{авог}}},$$

где $n_{\text{авог}}$ — общее число включенных АВОГ, шт.

Расчетную температуру газа на выходе из АВОГ $t_{2\text{п}}$, °С, определяют:

- по режимным характеристикам, представленным в технической документации поставщика;
- при наличии только параметров номинального режима по формуле

$$t_{2\text{п}} = t_{\text{а}} + (t_1 - t_{\text{а}}) \cdot \exp\left(-\frac{k}{G}\right),$$

где $t_{\text{а}}$ — измеренная температура воздуха на входе в АВОГ, °С; t_1 — измеренная температура газа на входе в АВОГ, °С; k — размерный коэффициент, кг/с, вычисляют по формуле

$$k = G_0 \ln\left(\frac{t_{1_0} - t_{\text{а}_0}}{t_{2_0} - t_{\text{а}_0}}\right),$$

где G_0 — массовый расход газа через АВОГ на номинальном режиме, кг/с; $t_{1_0}, t_{\text{а}_0}, t_{2_0}$ — температура газа и воздуха на входе и газа на выходе АВОГ на номинальном режиме соответственно, °С.

Нормативную (паспортную) степень охлаждения газа в УОГ вычисляют по формуле

$$\mu_{\text{уог}_\text{п}} = \frac{t_1 - t_{2\text{п}}}{t_1 - t_{\text{а}}}.$$

Фактическую степень охлаждения газа в УОГ вычисляют по формуле

$$\mu_{\text{уог}} = \frac{t_1 - t_2}{t_1 - t_{\text{а}}}.$$

Расчетную величину мощности АВОГ $N_{\text{п}}$, кВт, вычисляют по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{N_0}{\eta_{\text{эд}}} \frac{P_{\text{а}}}{P_0} \frac{T_0}{T_{\text{а}}},$$

где N_0 — номинальная мощность АВОГ в соответствии с технической документацией, кВт; $\eta_{\text{эд}}$ — КПД электродвигателя (паспортные дан-

ные); P_0, T_0 — стандартные условия для вентиляторов ($P_0 = 0,1013$ МПа, $T_0 = 293,15$ К) в соответствии с ГОСТ 10921.

Расчетную величину мощности УОГ $N_{\text{уог}_p}$, кВт, вычисляют по формуле

$$N_{\text{уог}_p} = N_p n_{\text{авог}}.$$

Фактическую величину мощности УОГ $N_{\text{уог}}$, кВт, вычисляют по результатам измерений.

Допускают как измерение мощности каждого работающего вентилятора, так и определение расхода электроэнергии по показаниям счетчика электроэнергии для группы вентиляторов.

Тепловую нагрузку на УОГ $Q_{\text{уог}}$, кВт, вычисляют по разности температур $\Delta t_{\text{ф}}$ и расходу газа:

$$Q_{\text{уог}} = G_{\text{уог}} C_p (t_1 - t_2),$$

где C_p — удельная теплоемкость газа, определяемая для среднеарифметических температур и давлений газа по ПР 51-31323949-43-99 [12], кДж/(кг·К).

Допускают определение C_p по другим данным, согласованным участниками испытаний.

Расчетную величину гидравлического сопротивления УОГ $\Delta P_{\text{уог}_p}$, кПа, вычисляют по формуле

$$\Delta P_{\text{уог}_p} = \Delta P_0 \frac{\rho_0}{\rho} \left(\frac{G}{G_0} \right)^2,$$

где ΔP_0 — потери давления в АВОГ на номинальном режиме, кПа; ρ_0, ρ — соответственно плотность газа при номинальных условиях и условиях измерений, кг/м³; G, G_0 — массовый расход газа через АВОГ на рабочем и номинальном режиме, кг/с.

Величины ΔP_0 и G_0 определяют по технической документации данного типоразмера АВОГ.

Плотность газа в АВОГ ρ , кг/м³, вычисляют для средних параметров по формуле

$$\rho = \frac{P_{\text{ср}} \cdot 10^3}{Z_{\text{ср}} R T_{\text{ср}}},$$

где $P_{\text{ср}}$ — среднее давление газа по входу и выходу УОГ (АВОГ), МПа:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1 + P_2}{2},$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P \cdot 10^{-3};$$

$Z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости газа по входу и выходу УОГ (АВОГ):

$$Z_{\text{ср}} = \frac{Z_1 + Z_2}{2};$$

$T_{\text{ср}}$ — средняя температура газа по входу и выходу УОГ (АВОГ), К:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2}{2}.$$

Фактическую величину гидравлического сопротивления УОГ $\Delta P_{\text{уогр}}$, кПа, вычисляют по результатам измерений.

Результат эксплуатационных испытаний считают положительным, если численные значения показателей отличаются от нормативных паспортных величин, приведенных к условиям испытаний не более чем на 10 %.

Акустические испытания аппарата проводят в случаях:

- отсутствия данных для данной комплектации АВОГ;
- аттестации рабочих мест.

Акустические испытания аппарата проводят согласно СТО Газпром 2-3.5-040.

Измерение вибрации на рабочих местах проводят согласно СТО Газпром РД 1.14-133.

Во время эксплуатационных испытаний АВОГ проверяют:

- работоспособность системы продувки и промывки аппарата — в соответствии с ИЭ;
- работоспособность тележки для монтажа вентиляторов — в соответствии с ИЭ (при наличии последней).

Пример расчета основных показателей УОГ по результатам испытаний и оценки их соответствия требованиям НД приведен в [15].

4.2.4. Оформление документации

В процессе испытаний оформляют следующую документацию:

- ведомость работы (распечатка с пульта оператора значений контролируемых параметров по времени);

- оперативный журнал сменного инженера (в журнале фиксируют дату и время пуска и останова аппарата, причины останова, выявленные дефекты в работе АВОГ и станционных систем, задействованных на работу с АВОГ, время наработки вентиляторов АВОГ с начала испытаний);
- формуляр (паспорт) АВОГ, формуляры (паспорта) на другие составные части аппарата (комплектующие), если это предусмотрено правилами ведения формуляра (паспорта);
- протоколы проверок систем АВОГ;
- протокол эксплуатационных испытаний АВОГ, составляемый комиссией по испытаниям;
- акт приемки АВОГ в промышленную эксплуатацию.

Экземпляры акта направляют заказчику и изготовителю АВОГ.

4.3. Методика обработки результатов испытаний ГТУ с регенерацией теплоты уходящих газов

Данная методика предназначена для расчета основных характеристик двухвальной ГТУ с регенерацией теплоты уходящих газов (например, ГТУ типа ГТК-10-4, ГТК-25 И (Р) и др.). Методика составлена согласно рекомендациям, приведенным в [2, 5, 12, 14], и применяется тогда, когда в схеме регенерации используется две секции теплообменников.

Эффективная мощность ГТУ N_e определяется по мощности приводимого агрегата или с помощью измерителя крутящего момента (см. предыдущие главы).

Для выполнения расчетов также используются следующие параметры:

- приведенная частота вращения ротора ТВД $n_{\text{ТВД пр}}$, об/мин:

$$n_{\text{ТВД пр}} = n_{\text{ТВД}} \sqrt{\frac{288}{273 + t_a}};$$

- приведенная частота вращения ротора ТВД $n_{\text{ТВД пр}}$, об/мин:

$$n_{\text{ТВД пр}} = n_{\text{ТВД}} \sqrt{\frac{288}{273 + t_a}};$$

- температура продуктов сгорания за турбиной $T_{2\text{тнд}}$, К:

$$T_{2\text{тнд}} = t_{2\text{тнд}} + 273;$$

- приведенная температура продуктов сгорания за турбиной $T_{2\text{тнд}}^{\text{пр}}$, К:

$$T_{2\text{тнд}}^{\text{пр}} = T_{2\text{тнд}} \frac{288}{t_a + 273};$$

- степень повышения давления в компрессоре

$$\varepsilon_k = \frac{P_{2\text{ок}} + B}{B - \Delta p_{1\text{ок}}},$$

где $\Delta p_{1\text{ок}}$ — разрежение перед осевым компрессором, Па; $P_{2\text{ок}}$ — давление за компрессором, Па.

Дальнейшие расчеты проводятся в следующей последовательности.
Адиабатный КПД осевого компрессора:

$$\eta_{\text{ад}} = \frac{T_1 \left(\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}{T_{2\text{к}} - T_1},$$

где $T_1, T_{2\text{к}}$ — температура перед и за компрессором, К.

Политропический КПД компрессора:

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{k-1}{k} \frac{\ln \varepsilon_k}{\ln(T_{2\text{к}}/T_1)}.$$

Приведенная мощность ГТУ $N_e^{\text{пр}}$, кВт:

$$N_e^{\text{пр}} = N_e \frac{B_0}{B} \sqrt{\frac{288}{T_a}}.$$

Давление воздуха перед компрессором $P_{1\text{ок}}$, МПа:

$$P_{1\text{ок}} = B - \Delta p_{1\text{ок}}.$$

Относительные потери входного тракта $\delta \bar{P}_1$, %:

$$\delta \bar{P}_1 = 100 \frac{B - P_{1\text{ок}}}{B}.$$

Давление продуктов сгорания за турбиной P_4 , МПа:

$$P_4 = B + \frac{\Delta p'_{1\text{пс}} - \Delta p'_{2\text{пс}}}{2},$$

где $\Delta p'_{1\text{пс}}$, $\Delta p'_{2\text{пс}}$ — соответственно избыточное давление выхлопных газов за турбиной на входе в первую и вторую секцию рекуператора.

Относительные потери выходного тракта $\delta \bar{P}_4$, %:

$$\delta \bar{P}_4 = 100 \frac{P_4 - B}{P_4}.$$

Эффективная мощность ГТУ, приведенная к ИСО 2314, $N_{e_{\text{исо}}}$, кВт:

$$N_{e_{\text{исо}}} = N_e^{\text{пр}} \left(1 + \frac{1,43\delta \bar{P}_1 + 0,92\delta \bar{P}_4}{100} \right).$$

Эффективный КПД приводной ГТУ, определенный по мощности N_e :

$$\eta_e = \frac{3600 N_e}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} Q_{\text{тг}}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$, $Q_{\text{тг}}$ — низшая теплотворная способность топлива, кДж/м³, и расход топливного газа, м³/ч соответственно, полученные из лаборатории газопровода и службы метрологии ЛПУ.

Удельный расход тепла q , кДж/(кВт·ч):

$$q = \frac{3600}{\eta_e}.$$

Степень регенерации первой секции теплообменника:

$$r_1 = \frac{t''_{1\text{в}} - t'_{1\text{в}}}{t'_{1\text{пс}} - t'_{1\text{в}}},$$

где $t''_{1\text{в}}$, $t'_{1\text{в}}$ — температура воздуха, измеренная на выходе и входе в первую секцию рекуператора соответственно, °С; $t'_{1\text{пс}}$ — температура продуктов сгорания, измеренная на входе в первую секцию, °С.

Степень регенерации второй секции теплообменника:

$$r_2 = \frac{t''_{2\text{в}} - t'_{2\text{в}}}{t'_{2\text{пс}} - t'_{2\text{в}}},$$

где $t''_{2\text{в}}$, $t'_{2\text{в}}$ — температура воздуха, измеренная на выходе и входе во вторую секцию рекуператора соответственно, °С; $t'_{2\text{пс}}$ — температура продуктов сгорания, измеренная на входе во вторую секцию, °С.

Средняя степень регенерации секций:

$$r_{\text{ср}} = (r_1 + r_2) / 2.$$

Относительное сопротивление первой секции рекуператора по воздушной стороне $\delta p_{1в}, \%$:

$$\delta p_{1в} = 100 \frac{\Delta p_{1в}}{p_{1в}},$$

где $\Delta p_{1в}, p_{1в}$ — сопротивление (перепад давления) на первой секции по воздуху, кгс/см², и давление воздуха на входе в первую секцию, кгс/см², соответственно.

Относительное сопротивление первой секции рекуператора по стороне продуктов сгорания $\delta p_{1пс}, \%$:

$$\delta p_{1пс} = 100 \frac{\Delta p'_{1пс}}{B + \Delta p'_{1пс}}.$$

Суммарное относительное сопротивление первой секции $\delta p_{1\Sigma}, \%$:

$$\delta p_{1\Sigma} = \delta p_{1в} + \delta p_{1пс}.$$

Относительное сопротивление второй секции рекуператора по воздушной стороне $\delta p_{2в}, \%$:

$$\delta p_{2в} = 100 \frac{\Delta p_{2в}}{p_{2в}},$$

где $\Delta p_{2в}, p_{2в}$ — сопротивление (перепад давления) на второй секции по воздуху, кгс/см², и давление воздуха на входе во вторую секцию, кгс/см², соответственно.

Относительное сопротивление второй секции рекуператора по стороне продуктов сгорания $\delta p_{2пс}, \%$:

$$\delta p_{2пс} = 100 \frac{\Delta p'_{2пс}}{B + \Delta p'_{2пс}}.$$

Суммарное относительное сопротивление второй секции $\delta p_{2\Sigma}, \%$:

$$\delta p_{2\Sigma} = \delta p_{2в} + \delta p_{2пс}.$$

Среднее значение относительного сопротивления по регенеративному контуру $\delta p_p, \%$:

$$\delta p_p = (\delta p_{1\Sigma} + \delta p_{2\Sigma}) / 2.$$

Степень расширения продуктов сгорания в турбинах ГТУ:

$$\pi_{\text{т}} = \varepsilon_{\text{к}} \left(1 - \frac{\delta p_{\text{р}}}{100} \right).$$

Далее, используя инструкции по эксплуатации конкретной ГТУ, можно оценить располагаемую мощность газотурбинной установки и сравнить ее с фактической. Например, для агрегата ГТК-10-4 можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в [16].

Контрольные вопросы к главе 4

1. Назовите вспомогательные системы и оборудование, требующие проведения испытаний (исследований) при приемке ГПА.
2. Назовите цели и объем эксплуатационных испытаний аппаратов воздушного охлаждения газа.
3. Основные этапы (последовательность) проведения эксплуатационных испытаний АВОГ.
4. Запишите формулу для определения фактической степени охлаждения газа в АВОГ.
5. Запишите формулу для вычисления степени регенерации и физический смысл данного параметра.
6. Перечислите основные измеряемые параметры при эксплуатационных испытаниях рекуперативных теплообменников.

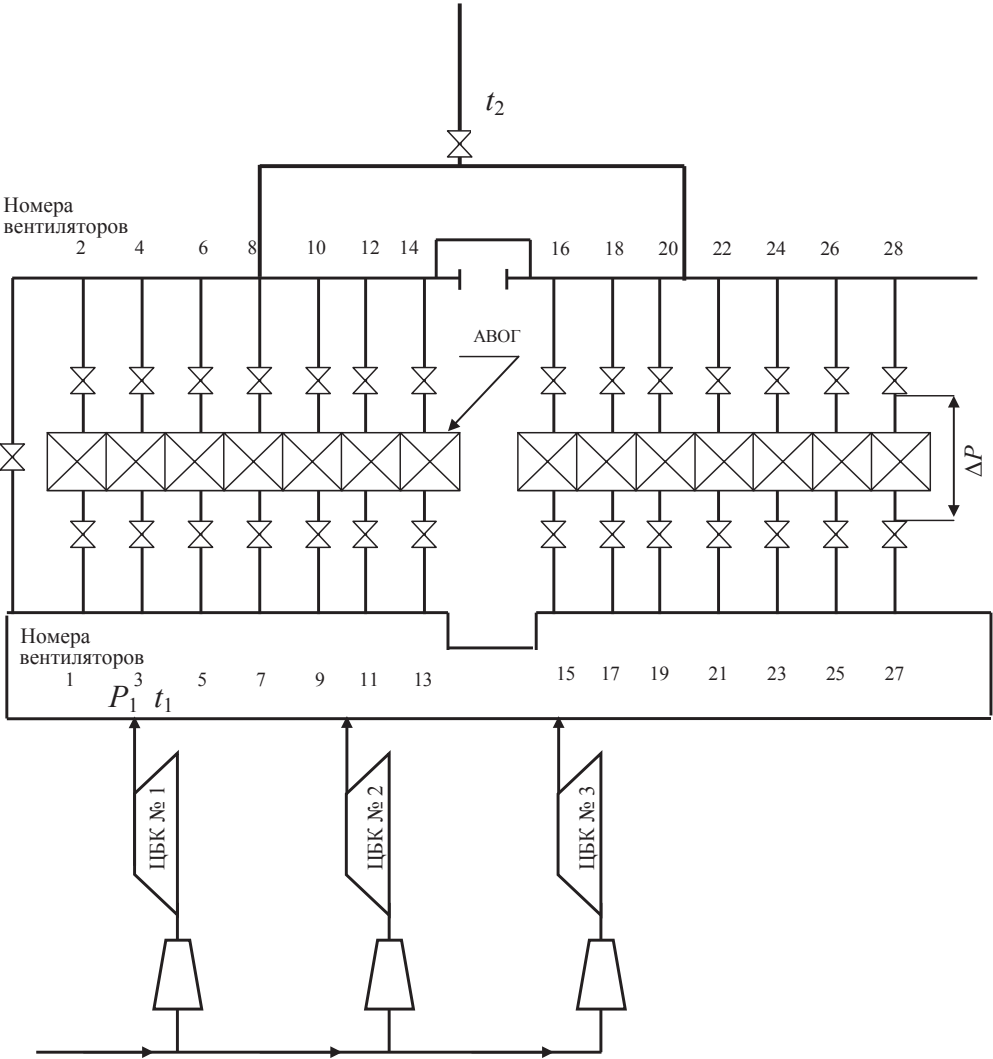
Список используемой литературы

1. Ларионов, И. Д. Тепловое испытание газотурбинной установки : методические указания / И. Д. Ларионов, И. Ю. Горюнова, А. Д. Цигельник. — Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2007. — 39 с.
2. Ольховский, Г. Г. Тепловые испытания стационарных газотурбинных установок / Г. Г. Ольховский. — Москва : Энергия, 1971. — 408 с.
3. Галеркин, Ю. Б. Методы исследования центробежных компрессорных машин / Ю. Б. Галеркин, Ф. С. Рекстин. — Москва : Машиностроение, 1969. — 304 с.
4. Бошняк, Л. Л. Измерения при теплотехнических исследованиях / Л. Л. Бошняк. — Ленинград : Машиностроение, 1974. — 448 с.
5. ГОСТ 20440–75. Установки газотурбинные. Методы испытаний. — Москва : Изд-во стандартов, 2001. — 15 с.
6. Пешехонов, Н. Ф. Приборы для измерения давления, температуры и направления потока в компрессорах / Н. Ф. Пешехонов. — Москва : Оборонгиз, 1962. — 184 с.
7. Повх, И. Л. Аэродинамический эксперимент в машиностроении / И. Л. Повх. — Ленинград : Машиностроение, 1974. — 480 с.
8. Погодин, С. И. Применение метода малых отклонений для расчета и анализа рабочего процесса транспортных газотурбинных двигателей / С. И. Погодин. — Москва: ЦНИИ информации, 1977. — 296 с.
9. Щуровский, В. А. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты / В. А. Щуровский, Ю. А. Зайцев. — Москва : Недра, 1994. — 192 с.
10. ГОСТ 21199–75. Установки газотурбинные. Общие технические требования. — Москва : Изд-во стандартов, 1976. — 13 с.

11. Волков, М. М. Справочник работника газовой промышленности / М. М. Волков, А. Л. Михеев, К. А. Конев. — Москва : Машиностроение, 1969. — 304 с.
12. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов ПР 51-31323949-43-99 / В. А. Щуровский, Ю. Н. Сеницын, В. И. Корнеев [и др.]. — Москва : ВНИИГАЗ, 1999. — 26 с.
13. Дорофеев, В. М. Испытания воздушно-реактивных двигателей / В. М. Дорофеев, В. Я. Левин. — Москва, 1961. — 220 с.
14. Ревзин, Б. С. Газотурбинные установки с нагнетателями для транспорта газа : справ. пособие / Б. С. Ревзин, И. Д. Ларионов. — Москва : Недра, 1991. — 303 с. — ISBN 5-247-01213-5.
15. СТО Газпром 2-3.5-253-2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Аппараты воздушного охлаждения газа / ОАО «Газпром». — Москва : Газпром; Б. м. : Полиграфия Дизайн, 2009. — 78 с. — URL: <http://Search.rsl.ru/ru/record/01004353464>.
16. Инструкция по измерению и расчету мощности при оперативном диагностическом обследовании газоперекачивающего агрегата ГТК-10-4: № 0155685.24.14—86. — Москва : Союзэнергогаз, 1986.

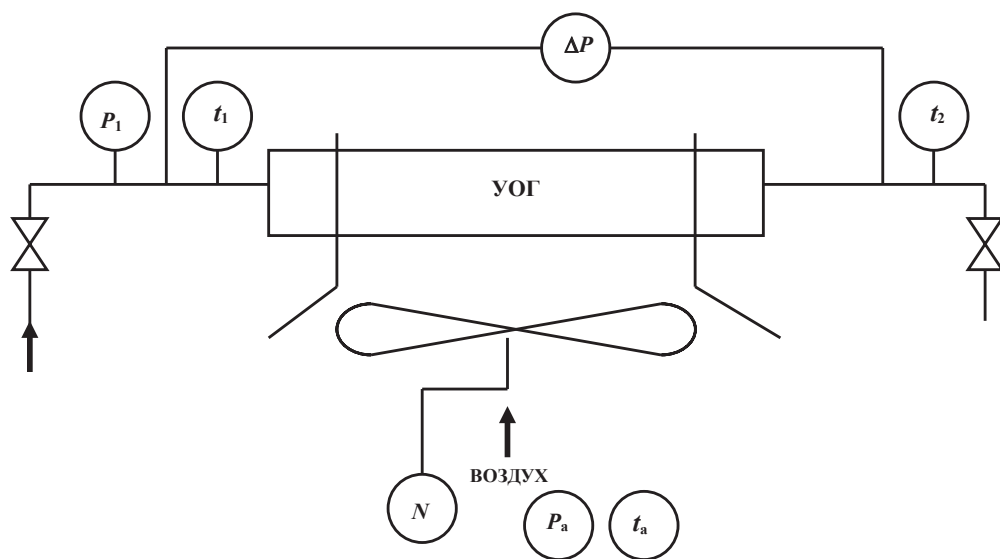
Приложение 1

Принципиальная технологическая схема установки охлаждения газа



Приложение 2

Принципиальная схема измерений при испытаниях установки охлаждения газа



Приложение 3

Перечень измерений и погрешностей измерительных приборов при испытаниях установок охлаждения газа

Наименование	Обозначения	Диапазон измерений	Класс прибора или цена деления
Барометрическое давление, кПа	P_0	81,8–105,3	± 200 Па
Температура воздуха, °C	t_0	0–50	$\pm 0,2$ °C
Давление газа на входе в АВОГ, кг/см ²	P_1	0–100	$\pm 0,3$ %
Потеря давления газа в АВОГ, кПа	ΔP	0–100	± 1 %
Температура газа на входе в АВОГ, °C	t_1	0–100	$\pm 0,3$ °C
Температура газа на выходе из АВОГ, °C	t_2	0–50	$\pm 0,3$ °C
Мощность, кВт	N	0–100	$\pm 1,0$ %

Учебное издание

**Скороходов Александр Владимирович,
Блинов Виталий Леонидович,
Комаров Олег Вячеславович**

**ИСПЫТАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ
И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Редактор И. В. Коршунова
Верстка О. П. Игнатевой

Подписано в печать 16.12.2020. Формат 70×100/16.
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 10,6.
Уч.-изд. л. 7,32. Тираж 100 экз. Заказ 240.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: +7 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>

